

В.А.Веников
В.Г.Журавлев
Т.А.Филиппова

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

*2-е издание,
переработанное и дополненное*

Допущено Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебника для студентов
энергетических специальностей вузов



МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1990

ББК / 31.27
В 29

УДК 621.311.1:658.012.011.56(075.8)

Рецензент Уральский политехнический институт,
кафедра автоматизированных электрических систем

Веников В.А. и др.

В29 Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учеб. для вузов /В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.

ISBN 5-283-01107-0

Изложены вопросы оптимального управления нормальными режимами электростанций, энергосистем и энергообъединений. Показано применение современной вычислительной техники на всех стадиях управления. Первое издание вышло в 1981 г. Во втором издании полностью переработаны главы по применению вычислительной техники, приведены новые сведения по прогнозированию и планированию режимов.

Для студентов энергетических специальностей вузов по курсам "Оптимизация и АСУ в энергетике", "Математические модели в энергетике", может быть полезен инженерам на факультетах повышения квалификации.

В $\frac{2202080000-526}{051(01)-90}$ 91-90

ББК 31.27

ISBN 5-283-01107-0

© Энергоиздат, 1981

© Авторы, 1990

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебник предназначен для студентов высших учебных заведений, обучающихся по энергетическим специальностям: электрические станции, электроэнергетические системы и сети, электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства, промышленная теплоэнергетика, тепловые электрические станции, атомные электростанции, гидроэлектрические станции, автоматизация и релейная защита.

В учебных планах этих специальностей имеются дисциплины по оптимизации режимов электростанций и энергосистем или дисциплины с другими наименованиями, в которые в виде отдельных разделов входят вопросы оптимизации энергетических режимов. Для разных специальностей число выделенных учебных часов существенно различается. Полный объем книги ориентирован на первые две из перечисленных специальностей. Для унификации обучения материал изложен так, что в случае надобности можно давать разную глубину изложения: часть материала, выделенная петитом, не является обязательной для ряда специальностей. Книга может быть полезна практическим работникам электростанций и энергосистем при повышении квалификации для изучения современных методов управления режимами энергосистем.

Учебник состоит из двух частей. В первой части рассмотрены особенности управления режимами энергосистем в условиях АСУ, во второй – вопросы оптимизации режимов электростанций и энергосистем.

В книге с единых учебно-методических позиций рассмотрен широкий круг задач управления нормальными режимами энергетических систем в условиях широкого применения для этих целей ЭВМ. Главное внимание уделено изложению основных понятий теории управления режимами энергосистем. Подробно изложены инженерная сущность задач управления и математические модели их решения. Используемый математический аппарат соответствует учебным планам рассматриваемых специальностей.

Режимные задачи оптимального управления решаются применительно ко всем стадиям энергетического производства: к длительному текущему и оперативному планированию, коррекции режима и, наконец, управлению процессами в темпе производства. Показана связь оптимального управления режимами электростанций и энергосистем с хозяйственной деятельностью предприятия.

Учитывая ограниченный объем книги, авторы сосредоточили внимание на рассмотрении лишь главных методических вопросов разработки и функционирования автоматизированных систем управления энергетическим производством и передового опыта управления энергосистемами и электрообъединениями с использованием ЭВМ.

Приведены литературные источники, доступные и полезные для студентов. Авторы широко пользовались всеми известными им советскими и зарубежными работами, но не всегда имели возможность отметить заимствование ссылкой на ту или иную статью или доклад, зачастую опубликованные в малотиражных или узкоспециальных изданиях.

Все материалы второго издания написаны авторами совместно.

Учебник выходит вторым изданием. За прошедшее почти десятилетие после выхода первого издания многое изменилось в теории и практике управления энергетикой. Поэтому, сохранив структуру и общий стиль изложения, авторы книги почти полностью переработали ее текст. Исключен ряд второстепенных для сегодняшнего понимания вопросов, сильно упрощено изложение других. Включены применение персональных ЭВМ в энергетике, локальных и общепромышленных сетей ЭВМ, вопросы оценивания состояния электроэнергетической системы, организации оперативного управления, описаны новые типы ЭВМ, прежде всего микроЭВМ, широко утвердившиеся на электростанциях и в энергосистемах, и многое другое. Но из огромной теории и передовой практики сюда вошло лишь устоявшееся и наиболее фундаментальное. Студент должен помнить, что этот учебник – лишь основа для дальнейшего самостоятельного изучения вопросов оптимизации режимов электростанций и энергосистем, основа для его профессионального роста.

Большая и тщательная работа по рецензированию книги выполнена коллективом кафедры автоматизированных электрических систем Уральского политехнического института.

Основные замечания и предложения по улучшению книги были учтены. Авторы приносят свою благодарность коллективу кафедры.

Авторы будут признательны за замечания об имеющихся недостатках и за советы, которые они просят направлять в Энергоатомиздат по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

Часть I

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ В УСЛОВИЯХ АСУ

Глава первая

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И ИХ РЕЖИМАХ

1.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Вначале дадим несколько определений.

Энергосистема – совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электрической и тепловой энергии, связанных электрическими и тепловыми сетями.

Электроэнергетическая система – совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электрической энергии, соединенных электрическими сетями.

Структура энергосистемы. Установленная мощность энергосистемы $P_{уст}$ равна сумме установленных номинальных мощностей P электростанций всех типов:

$$P_{уст} = P_{ГЭС} + P_{КЭС} + P_{ТЭЦ} + P_{АЭС} + P_{ГТС} + P_{ГАЭС} + P_{пр}.$$

Здесь индексы означают: ГЭС – гидроэлектростанция, КЭС – тепловая конденсационная электрическая станция, ТЭЦ – теплоэлектроцентраль, АЭС – атомная электрическая станция, ГТС – газотурбинная станция, ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция, пр – прочие типы станций (приливные, геотермальные, ветровые, дизельные станции и другие, удельный вес которых еще очень невелик).

Разделим обе части этого уравнения на $P_{уст}$ и введем обозначение $P_i/P_{уст} = P_i^*$, тогда соотношение

$$P_{ГЭС}^* + P_{КЭС}^* + P_{ТЭЦ}^* + P_{АЭС}^* + P_{ГТС}^* + P_{ГАЭС}^* + P_{пр}^* = 1$$

определит структуру системы.

Для различных местных условий (разная цена топлива, разное тепловое потребление, наличие или отсутствие гидроресурсов и т.д.) может быть своя оптимальная структура мощностей, для которой народнохозяйственные затраты на сооружение и эксплуатацию энергосистемы будут минимальными. Поиск оптимальной структуры – важная, но сложная задача оптимального проектирования энергосистем. В данной книге эта проблема не рассматривается.

Рабочая мощность и коэффициент эффективности. Рабочая мощность электростанции P_p меньше, чем установления $P_{уст}$, на величину мощности, выведенной в ремонт плановый или вынужденный $P_{р.п}$, $P_{р.в}$, в консервацию P_k , по причине технического перевооружения $P_{пв}$, а также на снижение мощности за счет ограничений, не зависящих от персонала $P_{ог}$. Итак,

$$P_p = P_{уст} - P_{р.п} - P_{р.в} - P_k - P_{пв} - P_{ог}.$$

Отношение рабочей мощности к установленной называется коэффициентом эффективности использования установленной мощности электростанции (агрегата или энергосистемы):

$$K_{эф} = P_p / P_{уст},$$

или при подстановке величины рабочей мощности

$$K_{эф} = \frac{P_{уст} - P_{р.п} - P_{р.в} - P_k - P_{пв} - P_{ог}}{P_{уст}}.$$

Разделив почленно и обозначив звездочкой относительные величины (составляющие мощности в долях установленной), получим

$$K_{эф} = 1 - P_{р.п}^* - P_{р.в}^* - P_k^* - P_{пв}^* - P_{ог}^*.$$

Рабочую мощность за рабочий день можно определить иначе – как сумму мощностей станции в период прохождения максимума нагрузки $P_{наг}$ и резерва (холодного и вращающегося) $P_{рез}$. Тогда коэффициент эффективности

$$K_{эф} = \frac{P_{наг} + P_{рез}}{P_{уст}}.$$

Коэффициент эффективности для электростанций определяется для конкретного интервала времени. Он всегда меньше единицы и характеризует реальные возможности участия той или иной станции в балансе мощности. Для увеличения эффективности надо ускорить проведение ремонтов, не допускать аварийного отключения агрегатов (снижать $P_{р.в}$), добиваться снятия технических ограничений, которые зависят от усилий персонала станции.

Коэффициент $K_{эф}$ является важным показателем работы электростанции (энергосистемы). Он показывает, как эффек-

тивно энергетика использует свою установленную мощность. Максимизация $K_{зф}$ улучшает энергоснабжение народного хозяйства, повышает надежность электроснабжения. Произошедшее за последние годы заметное повышение $K_{зф}$ оказалось равносильным вовлечению в баланс мощности свыше 10 млн.кВт. Это можно оценить как экономию 15–20 млрд.руб. капитальных вложений. Но, улучшая энергоснабжение народного хозяйства страны, рост $K_{зф}$ приводит к ухудшению показателей работы самой энергетике, снижает ее рентабельность. Действительно, электрическую мощность ТЭЦ, оборудованных турбинами с отбором пара, можно увеличить за счет снижения ее тепловой мощности. Это приводит к росту $K_{зф}$, но одновременно увеличивает выработку электроэнергии по конденсационному циклу, удельный расход топлива и себестоимость электрической энергии и снижает прибыль энергопредприятий.

Эксплуатационные свойства электрических станций. Основные эксплуатационные требования, предъявляемые энергосистемой к электрическим станциям, — это возможность длительной работы при номинальной и минимальной мощностях, перегрузки в благоприятных условиях, остановка и пуска агрегатов, быстрого набора нагрузки и ее изменения с незначительной потерей КПД при регулировании, высокой надежности работы.

Рассмотрим, как отвечают этим требованиям различные электростанции.

Конденсационные электрические станции. Эксплуатационные свойства станций определяются их элементами: парогенератором, турбиной и электрическим генератором. На получение номинальной мощности парогенератора влияют количество подаваемого топлива и его свойства (влажность, зольность), ограничения по состоянию поверхностей нагрева (шлакование, допустимый нагрев, унос воды в турбинах), снижение КПД парогенератора при максимальной нагрузке, состояние вспомогательного оборудования (питательных насосов, дымососов, угольных мельниц) и др.

Нижний предел снижения нагрузки современных парогенераторов ограничен устойчивостью горения (опасностью потухания факела) и устойчивостью гидравлического и температурного режимов поверхностей нагрева (сдвиг за расчетные пределы зоны парообразования в прямоточных котлах, нарушение циркуляции в барабанных котлах).

Для снижения нижнего предела до $0,5 P_{\text{ном}}$ (твердое топливо) и до $0,35 P_{\text{ном}}$ (газозапатное топливо) применяются секционирование парогенераторов с использованием секционных топливных циклонных топок, форсированное регулирование перегрева пара, специальные паромеханические форсунки и т.д.

Максимальная мощность паровой турбины определяется температурой и давлением острого пара, уровнем вакуума в конденсаторе (зависит от температуры охлаждающей воды), состоянием поверхностей конденсатора и лопаточного аппарата, влияющих на КПД турбины. В летнее время высокая температура охлаждающей воды может ограничивать максимальную мощность турбины. Максимальная мощность турбины ограничена опасностью перегрева лопаток ступеней низкого давления.

Максимальная мощность генератора ограничена предельным током ротора или статора. На ее значение влияет температура окружающего воздуха. В целом ограничения по максимальной мощности энергоблока в летнее время более

вероятны по турбине (из-за повышения температуры охлаждающей воды), зимой — по котлу (из-за увеличения влажности топлива).

Быстрый пуск блока из остановленного состояния лимитируется главным образом паровой турбиной — уменьшением зазоров между вращающимися и неподвижными частями турбины и температурными напряжениями в корпусе турбины. Для уменьшения времени пуска следует поддерживать в допустимых пределах разницу температур по толщине стенки и по ширине фланцев корпуса турбины. Для ускорения применяется пуск турбины на скользящих параметрах пара.

Режимные возможности тепловых электростанций определяются взаимосвязью между электрической и тепловой мощностями. Характер связи определяется типом используемых турбин, параметрами острого пара и давлением пара в регулируемых отборах.

Атомные электрические станции становятся важным элементом энергосистем. Невозможность мгновенного снижения нагрузки и наличие переходного периода работы реактора определяют невысокие маневренные качества АЭС. Затрудняет обслуживание АЭС наличие прямой и наведенной радиоактивности оборудования. Положительным фактором является малая зависимость АЭС от внешней среды и топливоснабжения.

Гидроэлектрические станции занимают в управлении режимами особое место. Отметим высокую маневренность, высокий КПД и малые потери регулирования на ГЭС, возможность полной автоматизации и группового управления режимами, очень высокую скорость пуска. Ограничивают энергетическую эффективность ГЭС зависимость ее мощности от располагаемой величины энергоресурса (речного стока), от случайных факторов и зависимость энергетических параметров ГЭС от режима работы неэнергетических водопользователей.

Концентрированная и гидротепловая энергосистема. Для дальнейшего нам будем важно рассмотреть упрощенный тип энергосистемы. Рассмотрим энергосистему, у которой электростанции и узлы нагрузок соединены такой электрической сетью, ограничениями по пропускной способности и потерями в которой можно пренебречь при оптимальном распределении нагрузки. Такую энергосистему называют концентрированной.

Концентрированную систему в задачах расчета оптимального режима легко заменить одним эквивалентным агрегатом. Такое агрегирование можно делать и для неконцентрированных систем, но там приходится учитывать потери в сетях и ограничения по передаче мощности по ЛЭП.

Энергосистема, содержащая тепловые (обычно конденсационные) электростанции и ГЭС, часто называется гидротепловой или смешанной энергосистемой. В отличие от нее чисто тепловая система, не содержащая ГЭС, является следующей ступенью упрощения. Рассмотрим в себе эти типы систем.

Режим энергосистемы. В любой момент времени энергосистема находится в некотором состоянии, которое определяется множеством параметров состояния. Параметры принимают определенные численные значения, выбираемые из некоторой

допустимой совокупности. Будем различать параметры системы и параметры режима.

Параметры системы – это параметры конструктивных элементов энергетической системы (номинальные мощности генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, сечения и длины линий электропередачи, номинальные напряжения оборудования и т.д.). Параметры системы являются неуправляемыми, если речь идет об эксплуатации энергосистемы, однако они становятся управляемыми параметрами, когда мы говорим о развитии энергетических систем.

Параметры режима – это текущие значения показателей режима энергосистемы в конкретный момент времени. Параметры режима разделим на технологические и электрические. Примером технологических параметров служат уровни воды (напоры) ГЭС, открытия направляющих аппаратов гидротурбин, расход пара и охлаждающей воды на тепловой станции и т.д. Примеры режимных электрических параметров – это напряжения в отдельных точках сети, активные и реактивные нагрузки узлов, токи по линиям, коэффициенты трансформации трансформаторов и т.д.

Переход системы из одного состояния в другое называется процессом. Он происходит под действием сигналов управления или внешних возмущений. Различают нормальные и аварийные процессы. В этой книге рассмотрим только нормальные режимы.

Режим энергосистемы – это совокупность состояний и процессов перехода из одного состояния в другое. Зафиксированное состояние энергосистемы можно уподобить моментальной фотографии непрерывного процесса ее работы. Предполагается, что поведение системы можно достаточно полно охарактеризовать набором таких фотографий – состояний системы. Обычно выбирают характерные состояния: режим нормального рабочего дня, максимальный, минимальный, послеаварийный режимы и т.д.

Замена непрерывного функционирования системы набором характерных режимов неизбежна и используется при проектировании энергосистем и управления ее работой. Такая замена не всегда является грубым приближением. Весь вопрос заключается в том, сколько нужно характерных режимов, как их отбирать и как замерять необходимые режимные параметры, чтобы описать сложный процесс поведения энергосистемы с ошибкой, не превосходящей некоторой заданной величины.

1.2. Графики нагрузки

Нагрузка системы переменна. Различают суточную, недельную и годовую неравномерность нагрузки. Суточный характер изменения нагрузки можно представить с помощью суточного графика нагрузки, который показывает изменение активной и реактивной нагрузок энергосистемы за сутки. Обычно различают четыре характерных типа графика нагрузки – для нормального рабочего дня, субботы, воскресенья и понедельника.

Суточный график нагрузки (рис. 1.1) чаще всего имеет два пика – утренний и вечерний и два провала – дневной и ночной. Нижнюю часть графика принято называть базой, верхнюю – пиком (иногда выделяют и зону полупика). График нагрузки характеризуют рядом показателей. Нас будет, в частности, интересовать величина γ , равная отношению средней P_{cp} к максимальной мощности P_{max} :

$$\gamma = P_{cp} / P_{max}$$

Она характеризует плотность графика нагрузки.

Недельная неравномерность нагрузки проявляется в том, что нагрузка системы с пятницы до воскресенья уменьшается, потом резко возрастает к понедельнику. В течение месяца нагрузка обычно возрастает, начиная с конца второй декады, и несколько снижается к первой декаде.

Годовую неравномерность легко обнаружить, если рассмотреть годовой ход суточных максимумов нагрузки системы. Для этого построим несколько характерных суточных графиков нормального рабочего дня и соединим их максимальные значения (рис. 1.2). Представим то же на плоском чертеже. На нем хорошо видна зона провала нагрузки. Система с большой долей сельскохозяйственной нагрузки может и не иметь летнего провала. Аналогичное положение будет при очень большой доле в графике нагрузки системы электрокондицио-

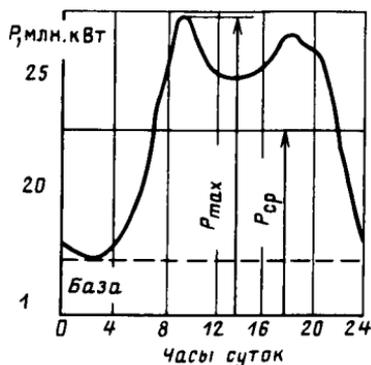


Рис. 1.1. Пример суточного графика нагрузки

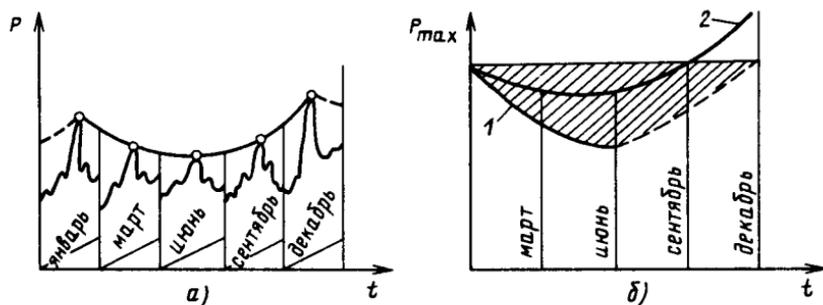


Рис. 1.2. Ход годовых максимумов нагрузки:

а – пространственное представление; б – плоское; 1 – без прироста нагрузки; 2 – с приростом; штриховкой выделена зона провала нагрузки

неров воздуха. Провал нагрузки создает благоприятные условия для ремонта оборудования энергосистем. Зона провала часто называется зоной ремонтов оборудования (или ремонтной площадкой).

Важным показателем режима является T_{max} – годовое число часов использования максимальной мощности нагрузки. Оно определяется делением годовой выработки энергии $\mathcal{E}_{год}$ на годовой максимум нагрузки P_{max} :

$$T_{max} = \mathcal{E}_{год} / P_{max}$$

По значению T_{max} системы можно разделить на три группы:

с малой плотностью нагрузки: $T_{max} \leq 4000$ ч;

со средней плотностью нагрузки: $4000 \leq T_{max} \leq 6000$ ч;

с высокой плотностью нагрузки: $T_{max} > 6000$ ч.

Для этих трех групп систем существуют типовые графики нагрузки, по которым можно анализировать режим работы системы, если отсутствуют более достоверные данные.

Две формы задания суточного графика нагрузки. При расчете оптимальных режимов могут быть две формы задания графика нагрузки:

1) график нагрузки потребителей, включающий в себя потери мощности в электрических сетях. Потери определяются в виде некоторой доли нагрузки узла и добавляются к его полезной нагрузке;

2) график нагрузки, построенный как сумма полезных нагрузок без учета потерь мощности в электрических сетях. В этом случае сначала проводится распределение нагрузки между станциями без учета потерь. Затем рассчитывается нормальный режим электрической сети и определяются токи и потери в каждом элементе. Потери суммируются и учитываются в нагрузке балансирующего узла, принятого и зафиксированного в расчете сети. Если рассматривается большой

сетевой район, то потери, перенесенные в балансирующий узел, могут оказаться значительными. Это потребует уточнения распределения нагрузок между электростанциями и повторения итерационного цикла.

Разная форма задания графика нагрузки в некоторой степени влияет на результаты оптимизации. Так, в первом случае сумма мощностей электростанции P_j должна равняться нагрузке по графику: $\sum_j P_j = P$. Во втором случае она

должна быть больше нагрузки по графику на величину потерь мощности π :

$$\sum_j P_j = P + \pi.$$

Если при оптимизации режима хотят строго учитывать потери в сети, то применяют вторую форму задания графика нагрузки. Но при этом на каждом шаге поиска закона оптимального управления надо вычислять потери мощности. Это очень трудоемко.

Задание графика с потерями предполагает, что потери, которые определяются до распределения нагрузки, не зависят от самого распределения. Их учитывают постоянными поправками к характеристикам электростанций. Это существенно упрощает расчет оптимального режима.

1.3. Баланс мощности и энергии

Баланс активной мощности. В энергосистеме в любой момент времени соблюдается баланс активных мощностей. Баланс мощности в момент t имеет вид

$$\sum_i P_{генit} = \sum_j P_{jt} + \sum_l \pi_{lt},$$

где $\sum_i P_{генit}$ – суммарная мощность генераторов; $\sum_l \pi_{lt}$ – сумма потерь мощности в сети и мощности собственных нужд станций; $\sum_j P_{jt}$ – суммарная нагрузка потребителей.

$\sum_j P_{jt}$ Правая часть уравнения – потребность (или нагрузка), левая – покрытие (или генерация):

$$P_H = P_G.$$

Нарушение баланса активной мощности приводит к отклонению частоты, т.е. к нарушению качества электрической энергии. Рассмотрим составляющие баланса.

Потребность:

- 1) совмещенный максимум нагрузки энергосистемы;
- 2) передача мощности в другие системы;
- 3) необходимый резерв;
- 4) потери мощности;
- 5) потребная мощность электростанций (1 + 2 + 3 + 4).

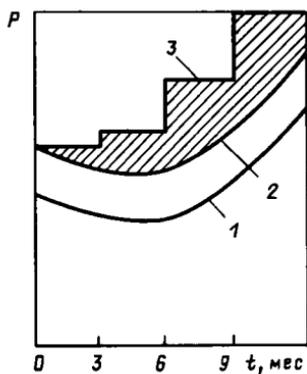


Рис. 1.3. Баланс мощности энергосистемы:

1 — ход максимумов нагрузки; 2 — резервная мощность; 3 — располагаемая мощность (с учетом ввода новой мощности)

Покрытие:

- 6) суммарная установленная мощность электростанций;
- 7) ограничение мощности (или системные ограничения);
- 8) располагаемая мощность электростанций (6–7);
- 9) получение мощности из других систем;
- 10) покрытие (8 + 9);
- 11) избыток (+) или дефицит (–) мощности (10–5).

Оптимизация режима начинается с составления баланса мощности. Для целей эксплуатации такой баланс планируется ежемесячно или для каждых суток. При планировании режимов работы и развития энергосистемы определяются плановые балансы мощности на более длительный период (годовой, пятилетний), которые нужны для периода прохождения годового максимума нагрузки (обычно это последняя декада декабря). Часто баланс мощности представляют графически (рис. 1.3).

Кроме баланса мощности при планировании режима на предстоящий интервал времени t составляет баланс энергии. Он определяет предстоящий расход топлива в системе и имеет вид

$$\Sigma \mathcal{E}_{\text{генит}} = \Sigma \mathcal{E}_{jt} + \Sigma \Delta \mathcal{E}_{\text{л}}.$$

Баланс реактивной мощности. Аналогично балансу активной мощности в энергосистемах должен соблюдаться баланс реактивной мощности, который влияет на уровни напряжения:

$$\Sigma Q_{\text{генит}} + \Sigma Q_{\text{к.yt}} + \Sigma Q_{\text{з.лт}} = \Sigma Q_{\text{пт}} + \Sigma q_{\text{пт}},$$

где $Q_{\text{генит}}$ — реактивная мощность генераторов электростанций; $Q_{\text{к.yt}}$ — мощность компенсирующих устройств (регулируемых и

нерегулируемых); $Q_{з.лн}$ – зарядная мощность линий электропередачи; $Q_{пт}$ – реактивная мощность потребителей; $q_{п}$ – потери реактивной мощности.

При снижении приходной части баланса происходит снижение уровня напряжения в электрической сети и, как правило, рост потерь активной мощности. Значит, баланс должен быть составлен так, чтобы поддержать во всех узлах допустимые уровни напряжения. При проектировании развития электрической системы кроме проверки допустимых уровней напряжения рассматривается экономическая целесообразность установки дополнительных компенсирующих устройств (повышение приходной части баланса), если это приводит к снижению потерь энергии в электрических сетях.

Основное отличие баланса реактивной мощности от активной заключается в том, что избыток реактивной мощности в одной части (районе) энергосистемы не всегда может компенсировать недостаток в другой части. Это объясняется тем, что передача реактивной мощности на большие расстояния не всегда выгодна и не всегда возможна из-за роста или снижения уровня напряжения в приемной части энергосистемы.

Резервы реактивной мощности предусматриваются в узлах, имеющих особо ответственных потребителей, предъявляющих высокие требования к качеству напряжения. Высокий коэффициент мощности крупных турбоагрегатов и высокий уровень потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах приводят к необходимости устанавливать дополнительные источники реактивной мощности. На каждый 1 кВт вновь вводимой мощности обычно требуется 0,9–1,2 квар реактивной мощности дополнительных источников.

1.4. Резервы мощности

Для повышения надежности энергоснабжения потребителей используются резервы мощности. Общий резерв мощности складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, аварийного, ремонтного и народнохозяйственного. Ремонтный резерв разделяется на резерв для капитального и резерв для текущего ремонтов:

$$P_{рез} = P_{нх} + P_{н,р} + P_{а,р} + P_{к,р} + P_{т,р}.$$

Нагрузочный резерв $P_{н.р}$ (1–3% $P_{уст}$) служит для покрытия кратковременных неплановых повышений и случайных толчков нагрузки. Рассмотрим изменение нагрузки какой-либо системы на небольшом интервале времени (рис. 1.4). Совместим ее с энергетической (эквивалентной) характеристикой электростанции, показывающей зависимость КПД от мощности. Эта электростанция, регулирующая частоту, работает со средней нагрузкой $P_{ср}$. Резервная мощность электростанции

$$P_{н.р} = P_{раб} - P_{ср}.$$

Станция воспринимает все случайные толчки нагрузки, поэтому для регулирования частоты нужна добавочная свободная мощность. Дополнительный расход энергоресурса теоретически не нужен, так как расход топлива определяется средней нагрузкой. Однако при значительном изменении нагрузки изменяется (снижается) средний КПД агрегата и возникают потери энергоресурса, вызванные регулированием частоты (потери регулирования). Чем круче идет характеристика КПД, тем больше потери. Для станции с характеристикой 2 потери больше, чем для станции с характеристикой 1.

Во время маловодья на ГЭС имеется располагаемая мощность и на ГЭС передают функцию регулирования частоты при условии, что ГЭС имеет водохранилище для осуществления такого регулирования. Если воды много, ГЭС работает с полной мощностью и регулировать частоту не может. В системах без ГЭС частоту регулируют ТЭС, работающие, как правило, на дорогом топливе и имеющие относительно высокий удельный расход. Они должны быть приспособлены к работе в резкопеременном режиме нагрузки, что также связано с потерями при регулировании.

Аварийный резерв мощности $P_{а.р}$ (до 10–12% $P_{уст}$) предназначается для замены отключившегося оборудования. Он рассчитывается вероятностным методом, исходя из принятого индекса надежности электроснабжения или стоимости ущерба. Выбор оптимального резерва рассматривается в курсах электрических систем.

Аварийный резерв должен быть не меньше мощности самого большого агрегата в системе. 40–60% аварийного резерва обычно размещают на ГЭС. Гидроэлектростанции снабжают устройством автоматического пуска гидроагрегатов при аварийном снижении частоты. Остальной резерв размещают на ТЭС. Если

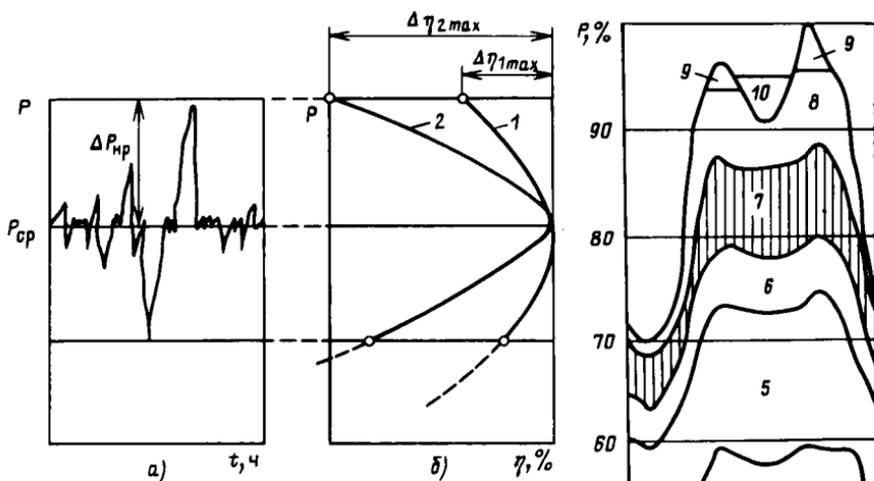


Рис. 1.4. Снижение КПД при регулировании частоты:

a – колебания нагрузки; *б* – диапазон изменения КПД регулирующих ЭС; 1 и 2 – характеристики регулирующих станций

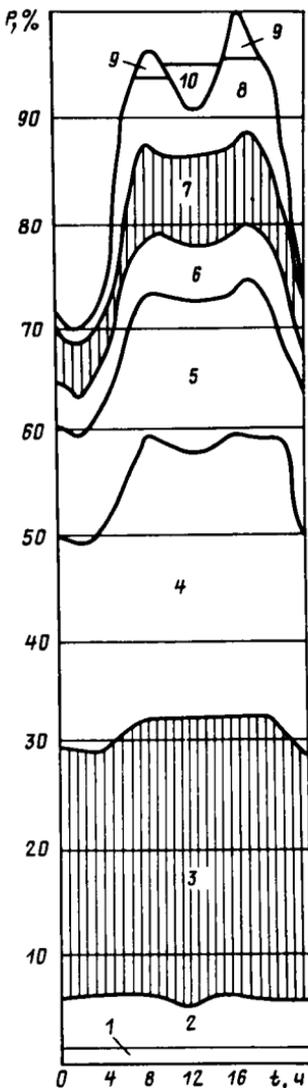
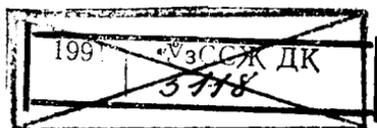


Рис. 1.5. Схема покрытия графика нагрузки:

1 – ГЭС без регулирования; 2 – АЭС; 3 – ТЭЦ; 4–6 – мощные блочные КЭС; 7 – КЭС среднего давления; 8 – регулирующие ГЭС и ГТУ; 9 – ГАЭС (разряд); 10 – ГАЭС (заряд)

авария приводит к длительной остановке отключившегося агрегата, одновременно запускается резервный агрегат на ТЭС, после чего ГЭС разгружается.

Установка аварийного резерва приводит к нарушению оптимального состава работающих агрегатов и к некоторому перерасходу топлива.



Резерв мощности на капитальный ремонт $P_{к,р}$ устанавливается в случае, если ремонтная площадка энергосистемы не обеспечивает проведения ремонта оборудования. Резерв на текущий ремонт определяется для блочных КЭС в размере 6%, для ТЭС и КЭС с поперечными связями без резервных котлов – в размере 3% установленной мощности агрегатов данного типа. Для ГЭС специальный резерв для текущих ремонтов не предусматривается. Агрегаты ГЭС ремонтируются в период вынужденного маловодья.

Народнохозяйственный резерв $P_{нх}$ предназначается для покрытия возможного повышения электропотребления против планируемого уровня и составляет 1–2% максимальной нагрузки.

Покрытие суточного графика нагрузки системы. Выше указывалось, что в любое время суток должен выполняться баланс мощности: $P_{ген} = P_{рас} + P_{рез} \geq P_{н} + \Delta P_{с,н}$, где индексы означают: ген, раб, рез – соответственно генерируемая, рабочая и резервная мощности; н – нагрузка; с,н – собственные нужды.

Рассмотрим роль отдельных станций в покрытии графика нагрузки системы (рис. 1.5). Крупные тепловые блоки ТЭС, ГЭС без регулирования, АЭС и ТЭЦ работают в базе графика нагрузки; в полупике размещаются КЭС средних параметров, в пике – регулирующие ГЭС и ТЭС среднего давления. Снижение нагрузки в течение суток, а также в субботу и воскресенье приводит к необходимости отключения части оборудования. Распределение нагрузки между станциями не может быть произвольным, а должно быть наивыгоднейшим, при котором себестоимость энергии в системе наименьшая.

1.5. Диспетчерское управление

В управлении энергетикой выделяют три вида управления – административно-хозяйственное, техническое и оперативное. Будет рассматриваться главным образом последний вид управления – оперативное. Оперативное управление часто называют диспетчерским, поскольку оно реализуется с помощью специальной диспетчерской службы. Эта служба опирается на сеть диспетчерских пунктов (ДП) (центров). Диспетчерское управление энергетикой СССР начало создаваться с середины 20-х годов.

Диспетчерское управление – это централизованное управление режимами энергосистемы, осуществляемое высшим оперативным руководителем системы – диспетчером. Диспетчерское управление производится непрерывно. Для успешной работы диспетчерского центра необходимо применение определенных технических средств, представляющих диспетчеру информацию о состоянии контролируемой им энергосистемы. В начале диспетчеризации использовались простейшие щиты управления и обычные средства связи (телефон). Позднее стали применяться средства телемеханики, автоматически сигнализирующие на щите положения коммутационного оборудования в энергосистеме и измеряющие основные режимные параметры. Началась установка на ДП аппаратуры для автоматического регулирования частоты, перетоков мощности и распределения нагрузки.

С ростом объемов информации при ограниченном времени на ее переработку возникла необходимость дополнять традиционные диспетчерские средства управления современными вычислительными машинами, а позднее приступить к внедрению в энергетику автоматизированных систем диспетчерского управления – АСДУ и к созданию отраслевой АСУ – ОАСУ "Энергия" (см. гл.4).

Иерархия управления энергетикой. Диспетчерское управление энергетикой выполняется по иерархическому (ступенчатому) принципу. Оперативное управление в энергетике состоит из четырех достаточно автономных уровней (рангов управления): электрическая станция (предприятие электрических сетей или тепловых сетей) – энергосистема (производственное объединение) – Объединенное диспетчерское управление (ОДУ) – Центральное диспетчерское управление Единой энергосистемой СССР (ЦДУ ЕЭС СССР).

Такая иерархия часто называется пространственной (чем больше территория, охватываемая управлением, тем выше ранг управления).

Управление режимами энергосистемы и управляемые параметры. Существующей энергосистемой можно управлять двумя способами:

1) отключить (включить) какой-либо элемент системы – генератор, линию, трансформатор, источник реактивной мощности, потребитель энергии;

2) изменить некоторые параметры режима – расход энергоресурса, его энергетический потенциал, мощность, напряжение и т.д.

Первый путь управления далее будем называть выбором рационального состава элементов системы или просто выбором состава, второй путь – выбором параметров режима. При выборе рационального режима энергосистемы эти две задачи часто приходится решать одновременно.

Изменить режим энергосистемы при неизменном составе можно, если изменить активную мощность генерирующих узлов, реактивную мощность генерирующих узлов, коэффициенты трансформации регулируемых трансформаторов. Эти величины будем называть управляемыми параметрами. Можно в известных пределах влиять и на нагрузку узлов, снижая частоту тока в сети, изменяя напряжение узлов путем изменения коэффициентов трансформации или величины реактивной нагрузки. Этот способ может применяться лишь в аварийных и послеаварийных условиях. Других способов управления режимом нет.

На пределы изменения управляемых параметров и на возможности изменения состава влияют ограничения (по располагаемой мощности генерирующего узла, балансу мощности системы или сетевого района, пропускной способности передачи, уровням напряжения узлов, устойчивости и надежности электроснабжения и др.).

При управлении выделяются временная и ситуативная иерархии. Потребность во временной иерархии связана с необходимостью выделения разных по длительности отрезков времени при планировании развития и режимов энергосистем. Обычно выделяют три временных уровня: планирование режимов; оперативное управление, обеспечивающее выполнение плановых режимов и их контроль; автоматическое управление с помощью устройств режимной автоматики. В свою очередь планирование режимов делят на несколько временных уровней: перспективное планирование (10–20 лет, пятилетка), текущее (год, квартал, месяц), оперативное (сутки, неделя, декада).

Ситуативная иерархия выделяет три ранга управления: нормальный, послеаварийный и аварийный режимы. В книге рассматриваются вопросы оптимизации нормальных режимов. Рассмотрим их подробнее.

Классификация режимов энергосистемы и нечеткие множества. Выделим несколько характерных режимов состояния энергосистемы: нормальный, аварийный и послеаварийный режимы. Рассмотрим на множестве параметров режима системы (рис. 1.6) три подмножества: надежности N , экономичности \mathcal{E} и качества энергии K . Пересечение этих трех подмножеств определит нормальный режим

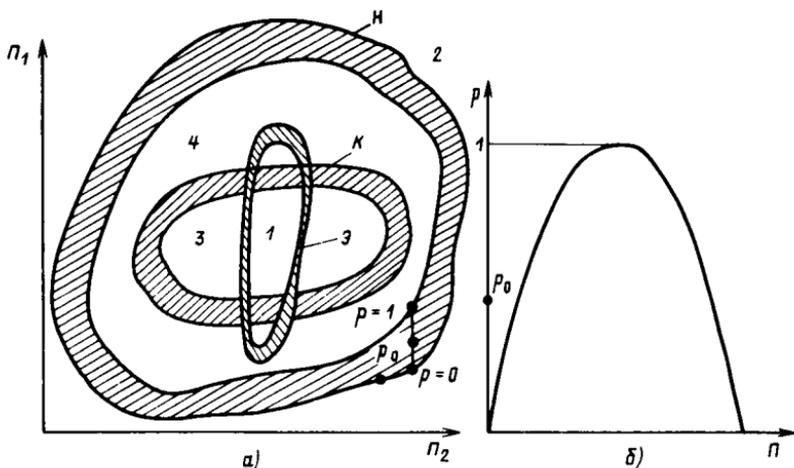


Рис. 1.6. К понятию режима энергосистемы в терминах нечетких множеств:

a – область режимов; b – функция принадлежности; K , \mathcal{E} и H – соответственно области качества, экономичности и надежности работы; 1 – оптимальный; 2 – аварийный; 3 – с пониженной экономичностью (неоптимальный); 4 – с пониженным качеством (послеаварийный)

системы:

$$HP = H \cup \mathcal{E} \cup K.$$

В этом подмножестве обеспечиваются требования экономичности, надежности и качества энергии – зона 1. Выход за границы надежности определяет зону аварийного режима – зона 2, выход за границы экономичности определяет неоптимальный режим с пониженной экономичностью – зона 3, выход за границы качества – послеаварийный режим с нестандартным качеством энергии – зона 4.

Рассматривая рис. 1.6, следует помнить, что границы проведены условно, нечетко. Установить границы можно, только если оперировать понятием нечетких множеств, поскольку границы не являются четкими. Для описания таких границ вводится понятие функции принадлежности. Рассмотрим функцию принадлежности $p = f(Pp)$ на примере определения границ области надежности работы. Если состояние системы абсолютно надежное, $p = 1$, если абсолютно ненадежное, то $p = 0$. Все промежуточные состояния определяют вероятностную меру надежности. Определить границу нечеткого множества – значит, задать ту или иную степень пороговой надежности $p = p_{\min}$, начиная с которой следует учитывать появление такой границы. Другими словами, граница может представляться не линией в области параметров Π , а некоторой зоной, показанной на рис. 1.6, a штриховкой. Пороговая вероятность p_0 обычно определяется экспертным путем.

Задачи диспетчерской службы. Главная задача диспетчерского управления – это разработка режимов энергосистемы и их оперативное ведение. Разработанные режимы должны обеспечить бесперебойное энергоснабжение потребителей при

стандартном качестве энергии и быть максимально экономичными для энергосистемы. Поиск и реализацию таких режимов будем называть процессом оптимизации режимов энергосистемы.

Задачи управления энергетикой достаточно разнообразны. В их число входят:

автоматическое регулирование частоты, активной мощности и ограничения перетоков мощности по линиям электропередачи;

автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности;

прогноз суточных графиков нагрузки энергосистем и узлов сети;

оптимальное планирование режима на предстоящий период; анализ отклонения текущего режима от планового, дооптимизация и коррекция распределения нагрузок;

экспрессные расчеты режимов электрической сети;

ведение диспетчерской документации;

выдача заявок на вывод оборудования в ремонт и др.

Большинство этих задач являются сложными оптимизационными задачами. Для их решения применяются математические модели управляемых процессов. Решение проводится на ЭВМ.

Лимитирование электропотребления. Для более рационального использования энергетических мощностей и энергетических ресурсов вводится лимитирование электропотребления. Для этого промышленным предприятиям устанавливается определенный лимит суточного электропотребления (в киловатт-часах) и суммарной мощности электроустановок предприятия в момент прохождения максимума нагрузки энергосистемы. При превышении лимита электропотребления с предприятия взимается штраф. Все это дисциплинирует потребителя, заставляет его улучшить режим потребления.

Для неэнергетических производств (машиностроение, приборостроение, легкая и пищевая промышленность) доля стоимости электроэнергии в выпускаемой продукции незначительна, и для них такие штрафы малочувствительны. Поэтому кроме экономических функций к нарушителям применялись и административные меры. Но в настоящее время, когда используются главным образом экономические меры управления, надо искать действенные экономические рычаги, стимулирующие предприятие к уплотнению графика нагрузки, к проведению спе-

циальных регулировочных мероприятий, повышающих равномерность электропотребления не только внутри суток, но и в течение всего года.

Большие возможности может дать применение дифференцированных тарифов: ночных и дневных тарифов на электроэнергию (например, в соотношении 1:3), дифференцированной платы за заявленную мощность, руб/кВт, или за энергию, коп/(кВт · ч). Так, плата за заявленную мощность летом (в апреле — сентябре) и такая же плата зимой (в октябре — марте) могут различаться в 3—5 раз. Можно ввести дифференцированную оплату за энергию и по декадам месяца, например в первой декаде плата будет 0,8—0,9 официального тарифа, а в последней декаде — в 1,5—2 раза выше. Применение таких гибких тарифов сильно повышает эффективность работы энергетики, но усложняет учет потребления энергии, поскольку простые счетчики здесь неприменимы.

Если тарифы и экономические меры не дают должного эффекта, в ряде случаев применяется принудительное управление режимом энергопотребления — отключение отдельных токоприемников или даже питающих линий.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое коэффициент эффективности использования установленной мощности электростанции, что он характеризует?
2. Перечислите основные эксплуатационные требования, предъявляемые энергосистемой к электростанции.
3. Что влияет на регулировочный диапазон конденсационной станции?
4. Как можно оценить регулировочные возможности АЭС?
5. Какие упрощения сделаны при введении понятия концентрированной энергосистемы?
6. Как можно охарактеризовать плотность графика нагрузки энергосистемы?
7. Какие виды резерва учитываются при планировании режима энергосистемы?
8. Чем отличается управление энергосистемой путем изменения состава от изменения режимных параметров?
9. Что входит в число важнейших задач диспетчерского управления?
10. Зачем нужны дифференцированные тарифы на электрическую энергию?

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ И ЕЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

2.1. АСУ в энергетике

Для определения понятия автоматизированной системы управления сначала определим каждый термин в отдельности. Система – совокупность элементов или частей, взаимосвязанных и действующих как одно целое. Другими словами, система – некоторое организованное множество. Это определение больше применимо для технических систем, которыми и будем оперировать.

Автоматизированная система – система, в которой для получения и обработки информации, а также для управления используются различные автоматические устройства, однако определенные функции управления выполняются человеком. Слово "автоматизированная" всегда предполагает обязательное участие людей. Часто такую систему называют человеко-машинной или эргатической.

Будем определять управление как сознательное воздействие на объект (или протекающий процесс), в результате которого происходят изменения его параметров и достигаются определенные цели.

АСУ – это человеко-машинная система, обеспечивающая автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации управления в различных сферах человеческой деятельности. И наконец, определение оптимизации: оптимизация предполагает выбор такого варианта управления, при котором достигается минимальное или максимальное значение некоторого критерия, характеризующего качество управления.

По аналогии будем понимать под автоматизированной системой управления электростанций (АСУ ЭС), энергосистемой (АСУ ЭЭС) или объединением (АСУ ЭО) человеко-машинную систему, обеспечивающую автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для оптимизации развития и режимов работы ЭС, ЭЭС или ЭО.

Классификация АСУ. По виду управления разделим АСУ на два класса: организационного (административного) и техноло-

гического управления. Организационное управление – это решение задач руководства системами, включающими людей, технологическое – это управление агрегатами и механизмами. Различия этих двух систем заключаются в самом объекте управления (в первом случае это люди, во втором – различные машины, аппараты и технологические процессы) и в форме передачи информации (в первом случае это документ, во втором – различные сигналы).

Современные системы управления одновременно содержат элементы организационного и технологического управления и являются или преимущественно организационными, или преимущественно технологическими; АСУ, объединяющую элементы технологического и организационного управления, часто называют интегрированной (АСУ ЭС и АСУ ЭЭС – интегрированные системы).

Основы методологии, создания и функционирования АСУ. Отметим принцип экономической целесообразности: АСУ целесообразны в первую очередь в наиболее крупных энергосистемах и на больших электростанциях, где они могут дать наибольший эффект. АСУ наиболее эффективны в задачах, которые носят оптимизационный характер, например составление оптимальных суточных или месячных планов работы энергосистем.

Принцип типизации АСУ отражает стремление максимального использования типовых решений. Отдельные подсистемы АСУ ЭС или ЭЭС можно разрабатывать, набирая их из типовых задач. Типизируется состав комплекса технических средств АСУ. Все это снижает затраты и ускоряет создание АСУ.

Принцип системного подхода требует, чтобы создание АСУ в энергетике осуществлялось после проведения комплекса организационных, методологических и технических мероприятий. Нужно выбрать обоснованные и четкие критерии, по которым оценивают работу отдельных подразделений, установить новые методы стимулирования ее работников. При внедрении АСУ меняется организационная структура, функциональные обязанности различных звеньев управления, документооборот и сложившиеся информационные потоки.

Существующее энергетическое оборудование часто имеет несовершенную систему управления, поэтому одновременно с внедрением АСУ приходится совершенствовать оборудование и систему его управления. Решение комплекса всех перечисленных и ряда других вопросов и составит суть системного подхода.

Методологическое единство предполагает одинаковость главных концепций и последующую возможность унификации и объединения АСУ разных уровней в единую систему – ОАСУ "Энергия". Принцип первого руководителя предусматривает обязательное участие директора или главного инженера ЭС в разработке АСУ, поскольку внедрение АСУ связано с коренными изменениями в понимании задач управления. Принцип автоматизации документооборота предусматривает одноразовый ввод первичных нормативов и сведений, совмещение подготовки и ввода в АСУ исходных данных с подготовкой первичного документа.

Анализ и синтез при создании АСУ ЭС. АСУ ЭС может создаваться на уже построенной и работающей ЭС или проектироваться и создаваться одновременно с проектированием и созданием ЭС. В первом случае основные параметры ЭС, ее оборудование и режим работы уже определены и АСУ является надстройкой над уже сложившейся системой управления. Во втором случае при одновременном создании комплекса АСУ – объект автоматизированная система может, в известной мере, влиять на параметры ЭС, ее оборудование, устройства местного управления, на структуру управления и надежность работы ЭС. Первый случай будем называть случаем анализа, второй – синтеза. Синтез значительно эффективнее, хотя и представляет более жесткие требования к быстродействию и надежности АСУ. В книге основное внимание уделено принципам функционирования АСУ, создаваемых по схеме анализа, из-за слабой разработанности способов совместного проектирования АСУ – объект.

Укрупненное представление АСУ. АСУ разных классов можно представить состоящими из шести обеспечений: технического, иначе называемого комплексом технических средств АСУ (КТС АСУ); программного или математического, включающего в себе алгоритмы и программы; информационного (системы и правила сбора, хранения и переработки информации); организационно-методического; кадрового; правового.

Первые три вида обеспечения рассмотрим далее подробно. Здесь отметим, что правовое обеспечение представляет собой систему законодательных актов и инструкций, регламентирующих работу обслуживающего персонала АСУ. Оно закрепляет определенный порядок и правовые моменты оформления (визирования) машинных документов, ответственность за сох-

ранность информации и за невыполнение рекомендаций ЭВМ, порядок проведения бухгалтерской ревизии в условиях АСУ, обеспечение секретности доступа к некоторым данным и др.

Методическое обеспечение представляет систему руководящих и инструктивных материалов, обеспечивающих совместимость АСУ разных типов и уровней и их последующую увязку в единую систему. Важными документами, обеспечивающими методическое единство создаваемых АСУ, являются ГОСТ и "Общотраслевые руководящие методические материалы по созданию АСУ" (ОРММ). Они обязательны для всех отраслей народного хозяйства, внедряющих АСУ. На их основании разрабатываются и утверждаются отраслевые руководящие методические материалы (РММ).

Кадровое обеспечение АСУ – это кадры специалистов, необходимых для обеспечения ее нормального функционирования.

2.2. Структура АСУ

Функциональные АСУ. До появления АСУ управление проводилось по функциональному принципу. На предприятии (в отрасли) были управленческие подразделения Φ , выполняющие вполне определенные функции (рис. 2.1, а). Первые АСУ, созданные в восьмой пятилетке, повторяли сложившуюся структуру управления и были надстройкой над этой системой. Такую АСУ (рис. 2.1, б), получившую название функциональной АСУ, можно представить состоящей из ряда функциональных подсистем Π , помогающих персоналу соответствующих управленческих подразделений выполнять свои основные функции.

Каждая подсистема состоит из набора задач Z , решаемых данным управленческим подразделением. Информацию для этих задач готовило (чаще вручную) соответствующее управленческое подразделение. Ему помогали работники АСУ, обслуживающие данную подсистему. Такие АСУ механизировали рутинные процедуры сбора информации, решали некоторые новые задачи, которые раньше не решались из-за отсутствия информации или сложности расчета. Традиционные функциональные службы дублировали работу АСУ и резервировали управление на случай отказа вычислительной техники. Это было важно на первых стадиях внедрения АСУ, когда технические средства были недостаточно надежными.

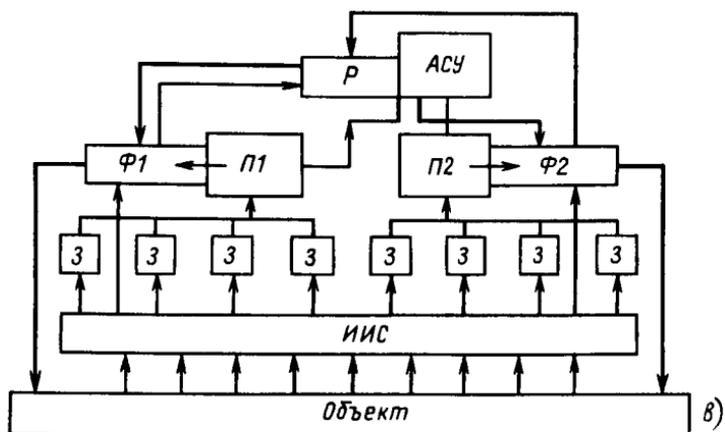
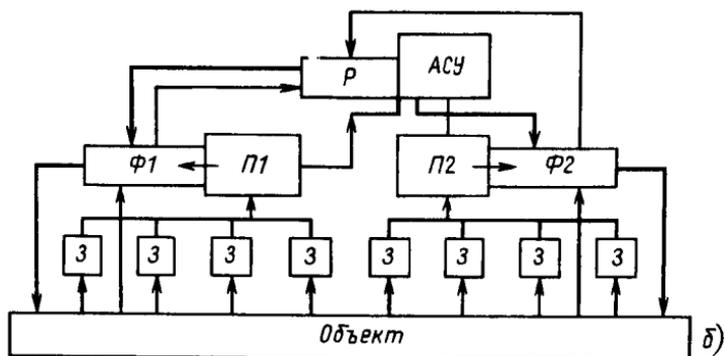
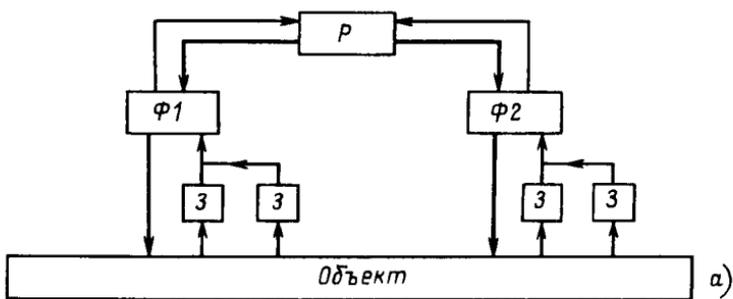


Рис. 2.1. К понятию структуры АСУ:

а – функциональное управление; б – функциональная АСУ без интегрированной информационной системы; в – то же с интегрированной информационной системой; Р – руководитель; Ф – функциональное подразделение; П – подсистема АСУ; З – задача подсистемы АСУ; жирными линиями показаны управляющие связи, тонкими – информационные

Старая система сбора информации ограничивала возможности для решения новых, обычно более сложных задач. Информация, собранная разными подсистемами по разной методике, могла оказаться противоречивой или несопоставимой. Не очень четко делились функции между персоналом функциональных служб и персоналом АСУ. Все это привело к появлению новых АСУ – АСУ с интегрированными информационными системами (рис. 2.1, в). Объектом по-прежнему управляют функциональные службы. Внешне структура АСУ изменилась мало. Но все задачи АСУ используют единый источник информации – общий банк данных или интегрированную информационную систему обработки данных (ИИС). Здесь слово "интегрированная" употребляется в смысле объединенная, единая. Произошла увязка всех исходных данных. Они перестали быть противоречивыми. Резко упростились информационные связи. Ускорило получение информации. Сама исходная информация вводится в АСУ только 1 раз сразу для всех задач.

В таком виде в настоящее время и выполняется большинство АСУ, в том числе и ОАСУ "Энергия". Но существующие функциональные службы в этом случае не могут полностью дублировать отказ АСУ, так как у них нет каналов поступления информации. При отказе ЭВМ эффективность управления резко падает. Это означает, что к надежности таких АСУ предъявляются более жесткие требования.

Итак, функциональная АСУ состоит из достаточно обособленных подсистем. Каждая подсистема включает некоторое число задач, объединяемых общей интегрированной информационной системой. Состав подсистемы и задач определяет структуру АСУ.

Задача – это совокупность алгоритмов (или программ), выделенных в самостоятельный комплекс, например для удобства формирования исходных данных, показателей либо выходных документов. Набор задач определяет возможности АСУ. Можно рассматривать задачу как некоторый конечный модуль, который служит для принятия решения или определения одного сводного показателя. Совокупность задач можно трактовать как некоторый язык АСУ.

Иногда говорят о степени охвата задач

$$Y_{з.а} = \frac{m_n}{M_{n_{max}}},$$

где m и M – число подразделений предприятия, охваченных АСУ, и полное; n и n_{max} – число задач, внедренных на данном подразделении, и полное. Можно предположить, что для АСУ энергосистем $n_{max} = 300 \div 350$ задач.

Структура и параметры АСУ. Для удобства сопоставления структуры функциональных АСУ разного типа можно ввести их кодирование формулой такого типа:

$$\sum_i n_i T_i - A(f - j) + \sum_k n_k T_k.$$

Здесь n и T – число и тип ЭВС; A – тип АСУ (этот тип обозначают символами: O – отраслевая, P – предприятия, T – технологического процесса, G – группы предприятий, I – интегрированная; C – информационная); f и j – число подсистем и задач. Знаком плюс показаны число и типы ЭВМ, непосредственно управляемых от процессоров данной АСУ, например

2 СМ-1210 – И(7–140) + СМ-1210.

Запись означает, что двухуровневая интегрированная АСУ имеет две ЭВМ СМ-1210 (верхний уровень) и подчиненную ЭВМ СМ-1210, состоит из семи подсистем, решающих 140 задач.

Обеспечивающие подсистемы. Кроме перечисленных функциональных подсистем в состав АСУ входят подсистемы, общие для всех функциональных подсистем. Это информационная подсистема, общесистемное математическое обеспечение и др. Такие подсистемы получили наименование обеспечивающих.

Иерархия АСУ. Основные виды АСУ. АСУ в СССР строятся по иерархическому принципу. Различают отраслевую (рис. 2.2) и территориальную иерархии АСУ. Нижним уровнем АСУ является АСУ технологическими процессами (АСУ ТП). Этот уровень обычно считают нулевым. Первым уровнем является АСУ предприятий (АСУП), вторым – АСУ промышленного объединения (АСУПРО), третьим – АСУ отрасли (ОАСУ). Высшим, четвертым уровнем управления является общегосударственная автоматизированная система (ОГАС). ОГАС состоит из АСУ центральных органов (Госплана СССР, Госкомстата СССР, Госнабза СССР, Госкомцен СССР и т.д.).

Отраслевая автоматизированная система ОАСУ "Энергия". Для управления строительством и эксплуатацией энергосистем создается ОАСУ "Энергия". Это единая система управления

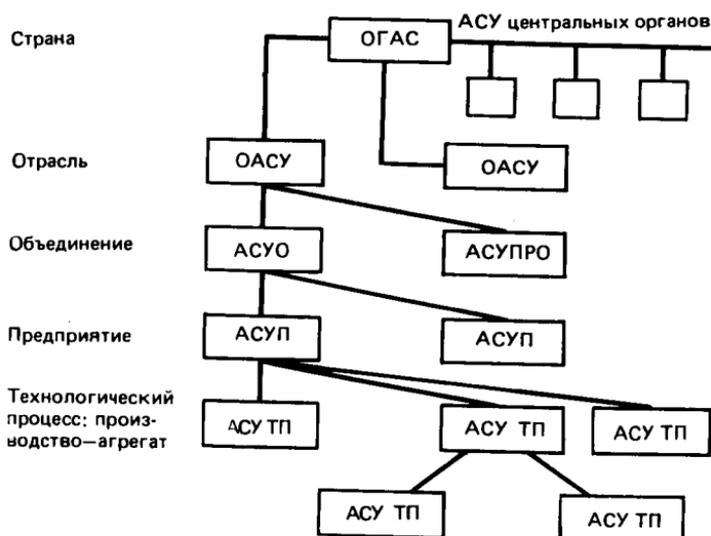


Рис. 2.2. Иерархия АСУ в СССР

производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии и управления капитальным строительством, включая промышленные предприятия и предприятия стройиндустрии.

ОАСУ "Энергия" состоит из двух специализированных, девяти функциональных и ряда обеспечивающих общепромышленных подсистем (рис. 2.3). Первая специализированная подсистема – подсистема управления капитальным строительством, предприятиями стройиндустрии и промышленными предприятиями (АСУС). Эта подсистема здесь не рассматривается. Вторая специализированная подсистема – подсистема управления производством, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии (АСУ ПРРЭ) будет рассмотрена далее.

Функциональные подсистемы призваны обслуживать всю отрасль как единое целое. Таких подсистем девять:

- 1) перспективного развития отрасли;
- 2) технико-экономического планирования;
- 3) управления финансовой деятельностью;
- 4) планирования, учета и анализа труда и заработной платы;
- 5) управления материально-техническим снабжением и комплектацией (включает в себя управление материалами, изделия-



Рис. 2.3. Структура ОАСУ "Энергия"

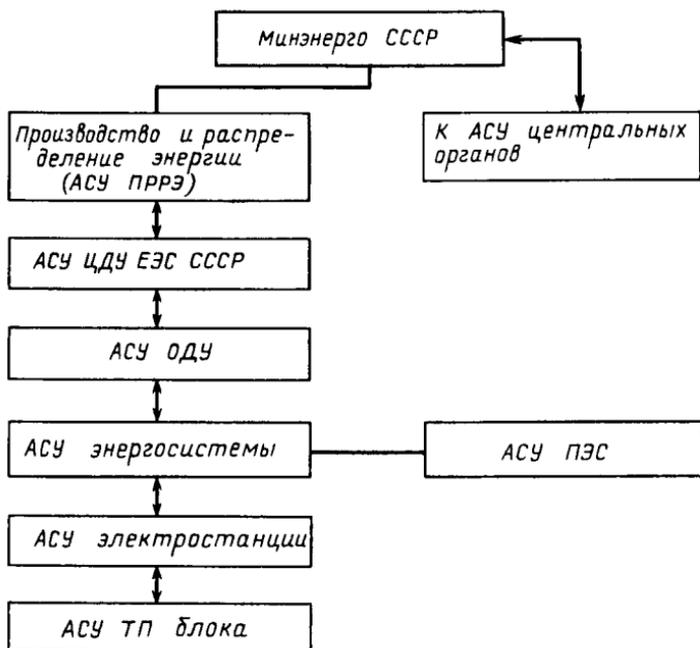


Рис. 2.4. Иерархия подсистемы производства, распределения и реализации электрической и тепловой энергии ОАСУ "Энергия"

ми и конструкциями, технологическим оборудованием, строительными материалами, топливом);

- 6) планирования, учета и анализа кадров;
- 7) управления научно-исследовательскими и проектными работами и научно-технической информацией;
- 8) бухгалтерского учета;
- 9) управления транспортом и централизованными перевозками.

Иногда совокупность функциональных подсистем рассматривается как самостоятельная АСУ организационно-экономического управления – третья составная часть ОАСУ "Энергия".

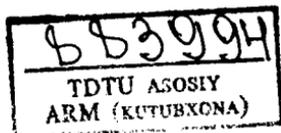
ОАСУ "Энергия" построена как многоуровневая система. В подсистеме АСУ ПРПЭ (рис. 2.4) нулевой уровень соответствует АСУ ТП электростанции (энергоблока), на этом же уровне размещаются АСУ сетевых предприятий – АСУ ПЭС, первый уровень – АСУ энергосистемы, второй предназначен для диспетчерского управления (это уровень ОДУ), третий уровень – это уровень отрасли (уровень ЦДУ ЕЭС СССР для диспетчерских задач). Сложность структуры управления, фактическое разделение его на диспетчерское и хозяйственное управление усложняет и несколько видоизменяет типовую картину.

2.3. Структура подсистем АСУ ПРПЭ

Подсистема управления производством, распределением и реализацией тепловой и электрической энергии состоит из четырех подсистем (см. рис. 2.3): оперативно-диспетчерского управления (АСДУ), производственно-технической деятельности (АСУ ПТД), управления ремонтом (АСУЭР), управления реализацией (сбытом) энергии (АСУРЭ), т.е. АСУ ПРПЭ = АСДУ + АСУ ПТД + АСУЭР + АСУРЭ. Рассмотрим коротко три первые подсистемы.

Автоматизированная система диспетчерского управления. Подсистема АСДУ включает следующие задачи: информационные; автоматического регулирования частоты, активной мощности и перетоков по линиям электропередачи; внутрисуточной оптимизации и коррекции работы энергосистем; планирования долгосрочного и краткосрочного.

При долгосрочном планировании проводятся разработка и коррекция длительных режимов каскадов ГЭС, планов капитальных ремонтов, планов топливоснабжения, разработка и



коррекция планов выработки энергии и удельных расходов топлива и др. При краткосрочном планировании ведутся разработка суточных и недельных графиков активной нагрузки и обработка заявок на текущие ремонты. Для оперативного управления проводятся расчеты по оперативной корректировке суточного режима, даются разрешения аварийных заявок на ремонт. При корректировке проверяется допустимость режимов работы электрической сети (подробнее см. в § 4.5).

Управление производственно-технической деятельностью (АСУ ПТД) используется для нормирования, перспективного и текущего планирования, оперативного и статического учета и анализа. АСУ ПТД должна управлять основными технико-экономическими показателями (ТЭП) основного производства. Ее нужно рассматривать совместно с другими функциональными подсистемами ОАСУ "Энергия": материально-технического снабжения; планирования, учета и анализа кадров; бухгалтерского учета; транспорта и централизованных перевозок; финансовой деятельности и др.

АСУ ПТД связана и с АСДУ. Она осуществляет оперативный анализ ТЭП по данным оперативной информации, участвует в текущем планировании, в оценке статистики производственно-хозяйственных факторов, влияющих на формирование плана; АСУ ПТД связана с подсистемой перспективного развития, она сообщает ей информацию за прошедший период, облегчает подготовку квартальных и годовых планов (план удельных расходов топлива), готовит предложения по улучшению экономичности оборудования, по плану модернизации и вывода из работы устаревшего оборудования, предложения по составлению годовых и квартальных планов топливоснабжения.

Для выполнения этих функций необходимы автоматизация контроля и учета основных ТЭП энергосистем и объединений, их статистический учет и анализ.

Управление энергоремонтом. Стремление сократить сроки ремонта и его стоимость с одновременным повышением качества ремонтных работ привело к созданию АСУ управления ремонтами.

Перечислим ее наиболее существенные задачи.

1. Оперативный контроль за выполнением планов среднего и капитального ремонта.
2. Информационно-справочная система о наличии запасных частей серийного оборудования.
3. Оперативный контроль за размещением, использованием и восстановлением централизованного фонда запасных частей.
4. Расчет оптимальных норм централизованного фонда запасных частей.
5. справочный массив на машинных носителях о составе оборудования электростанций Минэнерго СССР.
6. Сбор и обработка информации о надежности электрических станций и сетей.
7. Планирование комплексных капитальных ремонтов.
8. Оптимизация сроков и объемов работ по техническому обслуживанию и ремонту.
9. Оптимизация технического обслуживания и ремонтов оборудования.
10. Расчет количества и мест расположения выездных специализированных бригад по ремонту основного оборудования электростанций и подстанций.
11. Организация оперативного обслуживания оборудования.
12. Планирование трудовых и материальных затрат на проведение ремонтов.

2.4. Вычислительные машины для АСУ

Вычислительные машины в СССР. Промышленность СССР выпускает все необходимые для энергетики типы ЭВМ. Их параметры, быстродействие, объем оперативной памяти, возможности подключения внешних устройств – все это соответствует потребностям энергетики. Но машин еще мало, и есть трудности в поставке электронного оборудования в энергетику, несмотря на то что сама электронная промышленность развивается в СССР быстрыми темпами. Большинство АСУ еще не полностью укомплектованы всем необходимым набором техники, а это заметно снижает эффективность автоматизации.

ЭВМ полезно разделить на четыре класса: сверхбольшие (мегаЭВМ), большие, мини-ЭВМ, микроЭВМ.

Первый тип машин в энергетике не используется и здесь не рассматривается. Большие ЭВМ представлены так называемой Единой системой вычислительных машин, иногда называемой рядом ЭВМ. Эти ЭВМ используются в энергетике для задач организационного управления (планирование, расчетно-аналитические и учетные задачи).

Мини-ЭВМ используются для оперативного управления. Это означает, что они должны быть приспособлены для непрерывной работы и иметь устройства связи с объектом.

МикроЭВМ получают в энергетике все более широкое и разностороннее применение как в планировании, так и в оперативном управлении. Число их типов быстро растет, а это требует неотлагательного решения вопроса о стандартизации микроЭВМ, иначе на крупной электростанции может быть недопустимо много разных типов микроЭВМ.

Единая система электронных машин (ЕС ЭВМ). ЭВМ построены по принципу "процессор и прочие устройства". Основой вычислительной системы являются процессор и оперативная память. К ним (рис. 2.5, а) подключаются периферийные (внешние) устройства (ВУ). Набор их может изменяться в зависимости от целей АСУ. ВУ подключаются через специальные устройства обмена – каналы. Подключение к каналам осуществляется через стандартную систему сопряжения – стык (интерфейс). Стыки у всех узлов (агрегатов) одинаковые (стандартные). Конструктивно стык – это многоконтактное разъемное кабельное соединение. Внешние устройства подключаются к каналам через устройство управления (УУ) или контроллеры.

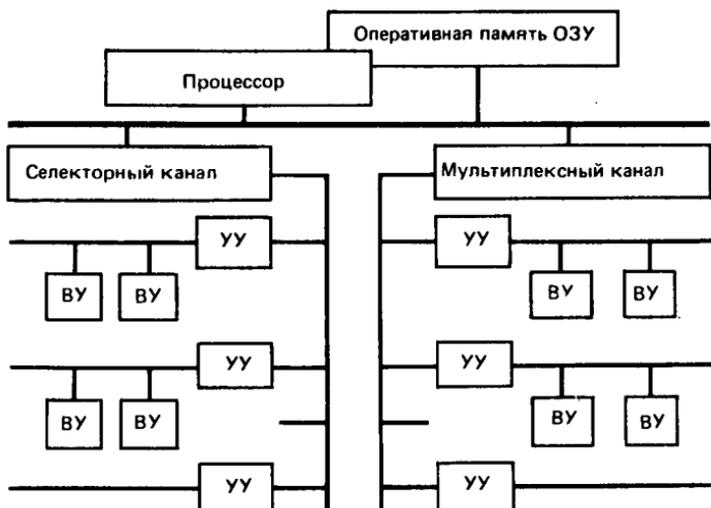


Рис. 2.5. Структура машины Единой системы:
 ВУ – внешнее устройство; УУ – устройство управления

Основа ЭВМ – процессор. Он выполняет логические и арифметические операции и управляет работой всего комплекса устройств машины. Процессор характеризуется средним быстродействием, обычно измеряемым в тысячах операций в секунду. Информация поступает на обработку в процессор только через оперативное запоминающее устройство (ОЗУ). В ОЗУ хранятся рабочая программа (или ее часть), промежуточные и конечные результаты.

Оперативное запоминающее устройство характеризуется скоростью выборки из памяти и емкостью памяти. Емкость измеряется в килобайтах (кбайт). Один килобайт содержит тысячу восьмиразрядных ячеек¹. Различают активные и пассивные ОЗУ. Последние позволяют лишь читать содержание ОЗУ, но не позволяют производить запись нового содержания. Пассивные ОЗУ часто предназначаются для хранения стандартных программ ЭВМ. Промежуточным типом являются перепрограммируемые ОЗУ. Они обычно используются только для чтения информации, но допускают редко перезапись содержимого ОЗУ. Процесс перезаписи обычно требует применения специальных устройств перезаписи.

¹ Иногда 1024 ячейки (обозначается Кбайт).

Энергонезависимые ОЗУ сохраняют записанную в нем информацию при перерывах питания. Это бывает необходимо для ряда измерительных систем.

Каналы служат для присоединения внешних устройств к ЭВМ. Различают два типа каналов – селекторный и мультиплексный.

Селекторный канал (СК) используется для подключения к процессору внешних высокоскоростных устройств. Это накопители на магнитных лентах, на магнитных дисках (сменных и постоянных), экраны или дисплеи. В разных типах машин ЕС может быть несколько селекторных каналов, работающих независимо: в младших моделях – до двух каналов, в старших – до шести. Каждый канал в данный момент времени работает только с одним внешним устройством. Через СК можно объединять машины в многомашинные комплексы через специальный адаптер связи.

Мультиплексный канал (МК) обеспечивает одновременный обмен данными с несколькими периферийными устройствами, работающими с относительно малой или средней скоростью. Это устройство печати, перфокарточные и перфоленточные, устройства телеобработки данных. К мультиплексному каналу ЕС ЭВМ можно подсоединять до восьми – десяти устройств управления, к каждому из которых можно подключить несколько периферийных устройств. Мультиплексный канал может быть оснащен несколькими селекторными подканалами, обеспечивающими обмен с одним из периферийных устройств в монопольном режиме, что увеличивает скорость обмена.

Периферийные устройства. Состав периферийных устройств у машин ЕС общий. Он содержит:

1. Накопители. Предназначены для хранения больших массивов редко используемых данных. Различают накопители с прямым (произвольным) и последовательным доступом. Первый вид – накопители на магнитных дисках, они позволяют находить адресуемую запись сразу, без последовательного просмотра всех предыдущих записей. Второй вид – накопители на магнитной ленте: для выбора нужной записи с ленты нужно перемотать ее в заданное положение и лишь потом списать нужную информацию. Устройства с прямым доступом имеют большее быстродействие.

При обработке информации, хранящейся на внешних устройствах, ее следует предварительно переслать в ОЗУ. Этот процесс называют обменом. Он проводится каналным процессором по команде центрального процессора. Обмен обычно проводится массивами чисел. В некоторых моделях ЭВМ процесс обмена может проводиться одновременно с работой центрального процессора, который в этот момент может решать другую задачу. Такой режим называется прямым доступом в память.

2. Устройства ввода-вывода информации. Информация вводится в ЭВМ с перфолент и перфокарт или с магнитной ленты и выводится на перфокарты и

перфоленты. Алфавитно-цифровая информация может вводиться через клавиатуру и выводиться на печатающие устройства и устройства отображения.

3. Печатающие устройства. Обычно их делят на устройства последовательно-го действия и посточно-печатающие устройства, печатающие всю строку сразу. К последним относится алфавитно-цифровая печать на широкую бумажную ленту до 128 знаков на ширине листа. Скорость печати достигает 600–1200 строк в минуту и более. Широко применяется посимвольная мозаичная печать.

4. Устройства отображения информации (дисплеи). Устройства отображения информации (УО) – это технические средства для преобразования кодированной информации в видимое изображение.

На экранах могут воспроизводиться цифро-буквенная и графическая информация, результаты расчетов, инструкции, графики, схемы. Цифро-буквенная информация на дисплее может редактироваться: производится вставка символов, слов или фраз, перестановка строк, стирание и смыкание текста и др. Устройства отображения упрощают ввод информации в машину и ее вывод. Они рационализируют наиболее трудный стык человек – машина.

Различают два типа УО. Простейшие алфавитно-цифровые УО позволяют проводить работу с буквенно-цифровой информацией и изображать некоторые несложные графические схемы типа тех, которые можно напечатать на пишущей машинке.

Устройство отображения для графической информации позволяет вводить и редактировать графические данные – чертежи и схемы. Для редактирования графической информации используется "световое перо". При работе оператора со световым пером то место на экране, где нужно проводить редакционные изменения, можно обозначать специальным маркером. При освещении маркера световым пером следящая система автоматически располагает маркер так, чтобы он всегда находился в центре поля светового пера.

При медленном перемещении по экрану светового пера вслед за ним перемещается и маркер, при этом координаты рисуемой линии автоматически заносятся в запоминающее устройство.

Так можно рисовать относительно несложные фигуры. Для изображения часто изображаемых символов используются специальные функциональные клавиши. Нажимая на них, сразу получают на экране изображение некоторой заранее закодированной и записанной в памяти фигуры. Ввод графической информации можно проводить, используя специальное вводное устройство, напоминающее вводное устройство фототелеграфа. Можно вводить информацию и с перфокарт, описывая геометрический чертеж на специальном графическом языке. Наиболее разработаны языки для описания плоских (двумерных) чертежей.

5. Устройства для организации телеобработки информации. Мультиплексор передачи данных (МПД) устанавливает соединение с удаленными абонентами и управляет обменом информацией между ЭВМ и этими абонентами по линиям связи. К мультиплексору подключаются телефонные и телеграфные каналы. Иногда вместо мультиплексора используют специальный процессор телеобработки данных. Он применяется в сетях телеобработки данных и служит интерфейсом между каналами связи и центральным процессором, а также работает под управлением программы, находящейся в его памяти.

Мультисистемные свойства. ЕС ЭВМ построена так, что можно объединять машины и строить многопроцессорные (мультисистемные) вычислительные комплексы. Связь между процессорами можно организовать на трех уровнях:

1) использование общего устройства внешней памяти (ленты, диски); это наиболее низкая по быстродействию, но и наиболее простая в реализации связь между машинами;

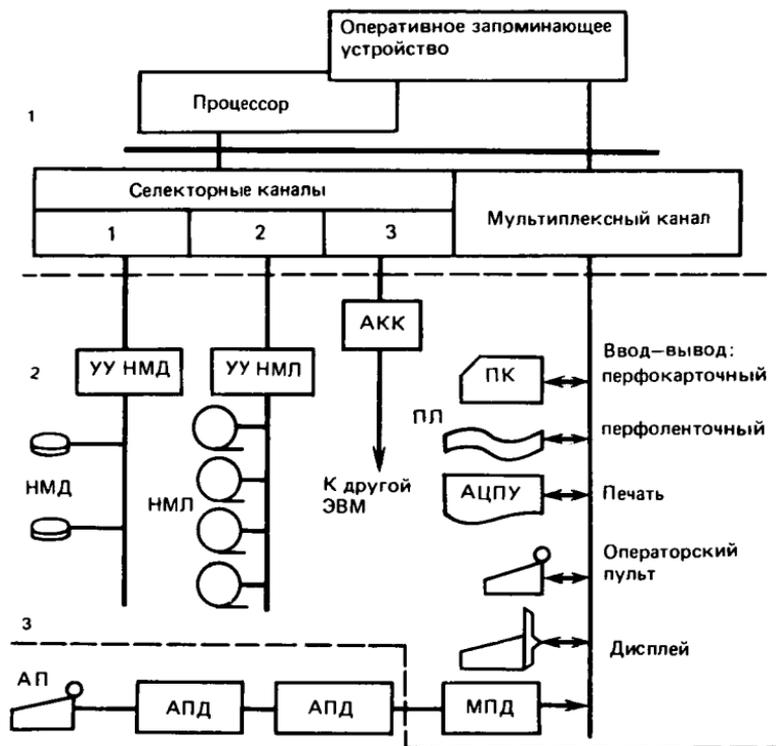


Рис. 2.6. Принципиальная схема машины ЕС ЭВМ:

АПД – аппаратура передачи данных; АП – абонентский пункт; МПД – мультиплексор передачи данных; НМД и НМЛ – накопители на магнитных дисках и лентах; АКК – адаптер канал – канал; 1 – центральные устройства; 2 – первая периферия; 3 – вторая

Таблица 2.1. Основные технические характеристики ЕС ЭВМ

Тип ЭВМ	Быстродействие, тыс. операций/с	Объем ОЗУ, Мбайт	Объем внешней памяти на магнитных дисках, шт/Мбайт
ЕС-1035	180	1	(4–8) x 29
ЕС-1036	400	4	(4–8) x 100
ЕС-1045	850	4	(4–8) x 100
ЕС-1055М	900	4	(4–8) x 100
ЕС-1057	1000	8	8 x 100
ЕС-1066	12 500	16	8 x 200 или 317
ЕС-1077	2500	16	8 x 317
ЕС-1087	15 000	65	8 x 317

2) непосредственная связь между каналами двух ЭВМ; требует применения специального адаптера канал – канал;

3) работа процессоров на общем поле оперативной памяти. При этом используются средства прямого управления для передачи сигналов одного процессора другому.

Машина ЕС-1035 (рис. 2.6) выпускается в СССР. Она имеет оперативную память до 1 Мбайта, внешние накопители на сменных магнитных дисках (до восьми накопителей по 29 Мбайт), выходные данные могут выдаваться на АЦПУ; операторский пульт оборудован пультовым накопителем и дисплеем. Байт-мультиплексный канал допускает подключение медленных периферийных устройств. У ЭВМ до двух селекторных каналов, количество подключаемых к каналу устройств до восьми. ЭВМ имеет виртуальную память.

Остальные машины ЕС отличаются главным образом увеличением быстродействия, размерами оперативной памяти и комплектацией (табл. 2.1).

2.5. Математическое обеспечение ЕС ЭВМ

Организация памяти. Машины ЕС ЭВМ имеют байтовую организацию памяти. Байт – это восьмибитовая кодовая комбинация. Остальные форматы кратны этой величине и составляют: полуслово 2 байта, слово – 4 байта и двойное слово – 8 байтов. Полный набор команд машины содержит операции для работы с фиксированной и плавающей запятой, выполнения десятичных операций и операций с полями переменной длины.

Режимы работы машины ЕС ЭВМ. Допускается однопрограммный режим работы, при котором машина решает только одну задачу. Этот способ работы является малоэкономичным и относительно редким. Чаще машина решает одновременно несколько задач (мультипрограммный режим), при этом может быть организовано последовательное решение набора (пакета) задач, поэтому такой режим называют режимом пакетной обработки. Одновременно с решением производится ввод последующей задачи и выдача результатов предыдущей. Более сложной является работа ЭВМ в режиме с разделением времени, когда ЭВМ обслуживает одновременно несколько абонентов (в том числе и удаленных), используя систему приоритетов при выборе очередности решения задачи. Различные режимы работы обеспечивает операционная система ЭВМ.

Общая структура математического обеспечения ЕС ЭВМ. Математическое обеспечение (рис. 2.7) включает в себя операционную систему (ОС), комплект программ технического об-

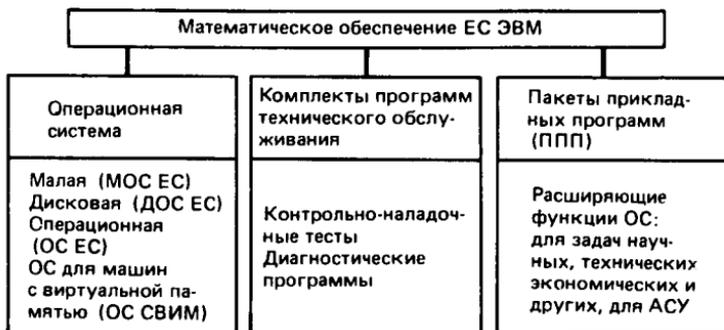


Рис. 2.7. Состав математического обеспечения ЕС ЭВМ

луживания ЭВМ (наладочные и диагностические тесты) и пакеты прикладных программ (ППП).

Операционная система автоматизирует процессы работы ЭВМ. Это повышает ее производительность и позволяет осуществлять разные режимы работы вычислительной системы: обеспечивает автоматический ввод заданий, совмещение ввода с выполнением ранее введенных заданий, мультипрограммный режим работы с оптимальным использованием ресурсов системы и с использованием различных средств отладки и диагностики. Различают дисковую операционную систему (ДОС ЕС) и операционную систему (ОС ЕС). ДОС ЕС наиболее эффективна на младших моделях и предназначена в основном для решения экономических задач. Для программ АСУ энергетики в настоящее время применяется ОС ЕС.

ОС и ДОС между собой не совместимы. Программа, приспособленная к работе с ДОС, не может быть непосредственно использована с ОС, и наоборот. Операционные системы ОС допускают телеобработку данных.

Операционные системы (рис. 2.8) состоят из управляющих и обрабатывающих программ. Управляющие программы руководят работой обрабатывающих программ и представляют им необходимые ресурсы. Различают четыре группы программ.

1. Управление заданиями. Программа обеспечивает обработку непрерывного потока заданий решаемых задач. Сюда входят считывание задания из потока, организация очередей, распределение устройств ввода-вывода, передача управления супервизору.

2. Управление данными. Эта программа планирует и управляет обменом данными между основной памятью и внешними устройствами, представляет



Рис. 2.8. Операционная система ЕС ЭВМ

пользователю удобные способы организации доступа к данным, не зависящие от типа устройств, где они размещены.

3. Управление задачами. Основой этой программы является супервизор. Он обеспечивает обработку прерываний, удовлетворяет запросы на основную память, передачу управления модулям задач, завершение задач, обеспечение службы времени и т.д.

4. Обрабатывающие программы. Включают сервисные программы, которые служат для выполнения функций часто встречающихся при обработке данных, редактирования, связывания и др. В сервисные программы входят редактор связей, программы сортировки (объединения) и набор вспомогательных программ – утилит. Редактор связей объединяет в программы модули или сегменты программ. Программа сортировки (объединения) сортирует или объединяет (в возрастающем или убывающем порядке) данные, состоящие из записи фиксированной или переменной длины. Программы-утилиты производят пересылку из одного внешнего устройства в другое, редактируют, переорганизуют и модифицируют программы и данные в системных библиотеках, изменяют структуру данных в каталоге, распечатывают списки данных или программ.

Языки и трансляторы. Для работы вычислительного комплекса необходимо для каждой решаемой задачи составить алгоритм и программу. Для простоты будем понимать под алгоритмом методику решения поставленной задачи на ЭВМ. Программа – это тот же алгоритм, но написанный на языке, доступном

ЭВМ. В вычислительных системах третьего поколения имеется система языков, образующая три иерархических уровня.

На верхнем располагаются так называемые проблемно-ориентированные языки, т.е. языки, наилучшим образом приспособленные для решения задач определенного класса. Для инженерных задач разработан язык ФОРТАН, для экономических задач – язык КОБОЛ, для публикаций новых алгоритмов используется язык АЛГОЛ (он не входит в состав матобеспечения младших машин ЕС ЭВМ). Для формирования документов используется язык РПГ. Наконец, есть универсальный язык ПЛ-1.

На следующем уровне располагаются языки машинно-ориентированные, т.е. языки, наилучшим образом приспособленные для вычислительной машины данного типа и различные для разных ЭВМ. К их числу относится язык АССЕМБЛЕР. Список команд машины образует язык кодов машины – язык нижнего уровня. Программисту этот язык недоступен.

Написать и отладить программу на языке верхнего уровня бывает значительно проще, так как он значительно ближе к естественному языку, на котором оформляет решение своих задач инженер. Написанная программа в символах этого языка переносится на машинный носитель и вводится в ЭВМ. Программа переводится (транслируется) на язык машины, что осуществляется самой вычислительной машиной. Для перевода используется специальная программа-транслятор.

Трансляторы входят в состав операционных систем, набор трансляторов в ЭВМ обычно ограничен. Протранслированная программа несколько хуже, чем программа, составленная опытным программистом на АССЕМБЛЕРЕ. Она требует больше памяти для реализации и работает медленнее.

При работе машины программа, исходная информация, промежуточные и конечные результаты должны располагаться в ОЗУ. Если имеющаяся память не позволяет это сделать, что программа разбивается на части (блоки или сегменты). В оперативную память помещаются начало программы и информация, достаточная для начала работы программы. Остальные данные располагаются во внешней памяти. После работы первой части программы производится обмен информацией между ОЗУ и внешней памятью. Из внешней памяти вызываются вторая часть программы и необходимая исходная информация. Во время обмена процессор может решать другую задачу, а процедуру обмена может выполнять каналный процессор. Разбивка

программы на блоки должна проводиться так, чтобы обмен между оперативными внешними устройствами проводился наиболее рациональным путем.

Операционная система виртуальных машин (СВМ). Новые ЕС ЭВМ имеют виртуальную память. Это воображаемая память, необходимая для размещения пользовательской программы, ее информационных и рабочих массивов. Виртуальная память фактически размещается на двух уровнях иерархии памяти: непосредственно в оперативном запоминающем устройстве и во внешней памяти, имеющей прямой доступ (на дисках). Это означает, что объем памяти, необходимый пользователю и находящийся в данный момент в ОЗУ, меньше, чем весь необходимый ему объем. Такой режим использования памяти организован как аппаратно, так и с помощью специальной операционной системы СВМ. Она как бы представляет каждому пользователю в распоряжение всю ЭВМ, всю оперативную память и все внешние устройства. На машине с СВМ, имеющей ОЗУ емкостью 1 Мбайт, можно моделировать несколько независимых виртуальных ЭВМ с памятью до 16 Мбайт, при этом каждая виртуальная ЭВМ может использовать свою операционную систему.

2.6. Особенности программного обеспечения ЭВМ

Общие требования к программному обеспечению. Программное обеспечение (ПО) – совокупность программ для реализации целей и задач АСУ. Необходимо, чтобы ПО было высокого качества. Качество ПО задачи характеризуется правильностью результатов, временем счета t , меньшим, чем допустимое ($t < t_{\text{доп}}$), но не обязательно минимальным, величиной программы (объемом памяти), удобством эксплуатации (простотой инструкции, простотой работы оператора, устойчивостью к сбоям и к прерываниям, возможностью редактирования хода вычисления, сменой дисков или лент и др.), простотой последующих доработок, удобством отладки, степенью унификации (возможностью использования ПО задачи или ее части для решения аналогичных задач того же или родственного объекта управления).

На качество ПО влияют постановка задачи, используемые языки и трансляторы, имеющаяся библиотека программ, методические материалы, квалификация и добросовестность исполнителя и др.

Общесистемное и специальное программное обеспечение. Различают общесистемное и специальное ПО. Общесистемное программное обеспечение (ОПО) поставляется вместе с ЭВМ, включает в себя операционную систему (или системы) и набор универсальных программ, расширяющих возможности ОС (диалоговые системы, редакторы, пакеты обработки статистических данных и др.). Специальное программное обеспечение (СПО) называется еще пользовательскими программами, пакетами прикладных программ (ППП) или специальным математическим обеспечением. Это набор программ, решающих конкретные задачи АСУ.

Итак, $ПО = ОПО + СПО$.

Пользовательские программы подразделяются на циклические и спорадические. Первые запускаются по таймеру. Они размещены в оперативной памяти и осуществляют, например, обработку телеинформации.

Остальные пользовательские программы относятся к группе спорадических. Например, обеспечивают задачи, связанные с отображением информации на дисплеях (и на других средствах отображения). К группе спорадических относятся программы обработки данных суточной ведомости, вводимых вручную, программы документирования, ряд сервисных программ ввода и редактирования информационного обеспечения системы и др.

Набор прикладных программ. Программная совместимость ЭВМ системы позволяет создавать и накапливать пакеты прикладных программ (ППП) для разных классов задач управления режимов ЭС. Существует отраслевой фонд ППП, способствующий внедрению новых программ энергетики во все энергосистемы, и Государственный фонд алгоритмов и программ, тиражирующий программы общего назначения.

2.7. Вычислительные машины СМ ЭВМ

Система малых машин включает ряд моделей различной производительности (до 2 млн. операций/с). В энергетике используются две линии: линии СМ-2 (включает ЭВМ СМ-2м, СМ-1210) и линия СМ-4 (включает ЭВМ СМ-3, СМ-4 и СМ-1420).

В ОДУ используются мини-ЭВМ ЕС-1011 производства ВНР.

Область применения малых машин – управление технологическими процессами. В энергетике – это системы оперативного управления на уровне агрегатов и электростанций,

числового программного управления оборудованием (пуск и останов), системы автоматизации научных исследований и проектирования, испытания сложных объектов, решению небольших по объему экономических и технических задач.

Наиболее часто в энергетике используются ЭВМ СМ-2м, СМ-1210 и СМ-1420. Основные характеристики этих ЭВМ приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2. Основные технические характеристики мини-ЭВМ

Тип ЭВМ	Быстродействие, тыс. операций/с	Объем ОЗУ, Мбайт	Объем внешней памяти на магнитных дисках, шт/Мбайт
СМ-1210	1000	1,0	(2-4) x 2,5 или 10
СМ-1420	1000	0,25-2,0	(2-4) x 2,5 или 10
ЕС-1011	550	1,0	(2-6) x 2,5 + (2-4) x 50

ЭВМ СМ-1210 и СМ-1420 хотя и имеют похожее обозначение и примерно одинаковые параметры, но являются весьма разными машинами. СМ-1420 имеет конструкцию с общей шиной, СМ-1210 – радиальную архитектуру. Программно ЭВМ между собой не совместимы. Каждая из этих ЭВМ совместима со своим набором микроЭВМ. Все это необходимо учитывать при выборе технических средств.

Управляющий вычислительный комплекс СМ-1420. ЭВМ СМ-1420 является продолжением линии машины СМ-4.

Однопроцессорная ЭВМ имеет общую шину, к которой и подключаются все устройства: оперативная память ОЗУ, дисплей, печать, внешняя память на дисках и магнитных лентах. Внешние устройства подключаются к шине через специальные устройства управления – контроллеры. Соединяя шины двух ЭВМ через подходящее устройство сопряжения, можно создавать многомашинный комплекс.

Процессор выполняет арифметические и логические операции, проводит обмен информацией ОЗУ с внешними устройствами, ведет обработку прерываний, осуществляет связь с оператором, контролирует и иницирует состояние, проводит диагностику неисправностей ЭВМ, измеряет интервалы времени. Процессор имеет встроенную память и вспомогательный процессор с плавающей запятой. Это позволяет значительно увеличить производительность.

Управляющий вычислительный комплекс комплектуется по проекту заказчика. Однако из набора стандартных модулей выпускается значительное количество базовых комплексов, из которых потребитель может выбрать наиболее подходящий. Это существенно облегчает и ускоряет проектирование.

Общая шина допускает подключение любого устройства из набора СМ ЭВМ, имеющего выход на интерфейс "общая шина" (ОШ). Через интерфейс ОШ происходит обмен информацией между устройствами. Физически ОШ – многопроводный кабель, который используется для присоединения устройств комплекса. К линии ОШ можно подключать до 20 стандартных единиц нагрузки, длина ее не должна быть более 15 м. В противном случае надо использовать специальное устройство – расширитель интерфейса.

Полезно отметить, что комплекс эффективен на конфигурациях, скромных по числу устройств. Неразумно стремиться набирать из мини-ЭВМ очень большую машину – снижается эффективность работы (чаще занята шина), дорого дополнительное оборудование – согласователи, расширители. Следует рассмотреть целесообразность применения второй ЭВМ.

Вычислительная машина СМ-2м широко применяется в АСУ ТП электростанций. ЭВМ является продолжением линии машин М-6000, М-7000. На основе этой ЭВМ также комплектуются управляющие вычислительные комплексы (УВК), которые выпускаются в разных модификациях и отличаются составом включенных в комплекс модулей. Могут быть однопроцессорные и двухпроцессорные комплексы, работающие на общее поле оперативной памяти (рис. 2.9).

В УВК процессор объединен в один модуль с каналом прямого доступа в память КПП. К этому модулю по радиальной схеме подключаются модули оперативной памяти – модули ОЗУ и согласователь ввода-вывода (СВВ). К процессору можно подключить два модуля ОЗУ и три СВВ.

В максимальной конфигурации двухпроцессорного варианта комплекса может быть до четырех модулей ОЗУ и три СВВ, при этом ОЗУ комплектуется специальным коммутатором, подключающим к процессору нужное ему ОЗУ. Процессоры при работе обмениваются информацией и управляющими сигналами.

Через согласователи ввода-вывода подключаются внешние устройства: память на дисках, лентах, устройства печати, дисплеев, удаленные терминальные устройства и пр. СВВ имеет

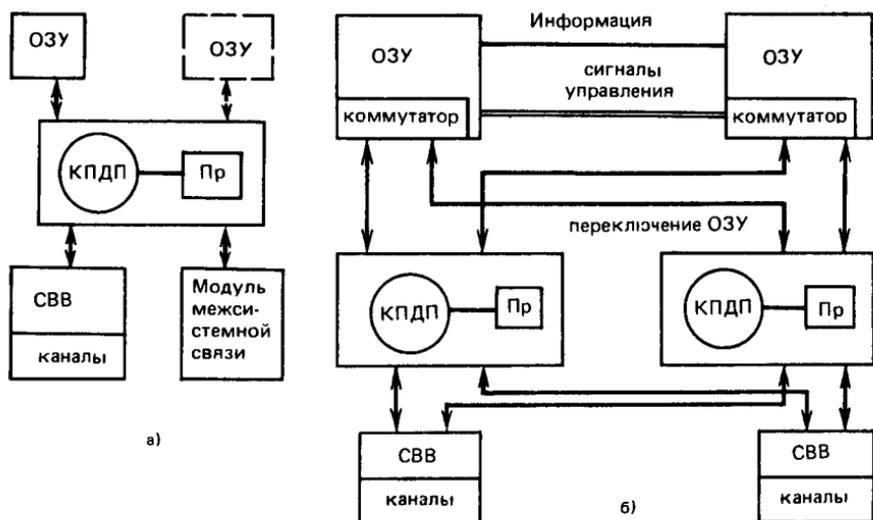


Рис. 2.9. Структурная схема ЭВМ СМ-2м упрощенная:

а – однопроцессорный комплекс; *б* – двухпроцессорный комплекс; *КПДП* – канал прямого доступа в память; *Пр* – процессор; *СВВ* – согласователь ввода-вывода

мультиплексные и селекторные интерфейсные блоки (до 16 мультиплексных и до 2 селекторных).

Канал прямого доступа (КПДП) предназначен для быстрого обмена информацией между оперативной памятью и периферийными устройствами. Он может одновременно обслуживать до четырех устройств ввода-вывода в мультиплексном режиме или одно из устройств, подключенное к селекторным входам. Управляющую информацию КПДП получает от процессора. КПДП доступны все устройства, подключенные через три СВВ и четыре устройства, подключенных к СВВ № 1 и № 2.

Субкомплексы. Для повышения эффективности работы УВК создаются специальные субкомплексы. Это вспомогательный комплекс, решающий ту или иную задачу. Субкомплекс оснащается микроЭВМ, организующим его работу. Это должна быть ЭВМ, совместимая с центральным процессором. Субкомплексы УВК СМ-2м используют микроЭВМ СМ-50/60. Так, энергетика использует субкомплексы связи с объектом. Они предназначены для программного ввода информации, собираемой с контролируемого объекта (ввод аналоговых и дискретных

сигналов), для их предварительной обработки и, наконец, для выдачи управляющих сигналов на объект управления.

Для выдачи информации оператору-технологу используется другой субкомплекс – АРМОТ – автоматизированное рабочее место оператора-технолога. Он использует ту же микроЭВМ СМ-50/60, управляет устройствами отображения (щитом, дисплеем) и представляет оператору (по его инициативе или по инициативе УВК) информацию в виде сигналов, текстовых сообщений, цветных мнемосхем, графиков и др.

Субкомплекс внешней памяти организует обращение к внешней памяти – дискам и магнитным лентам.

УВК на базе СМ-1210. Машина СМ-1210 по своей структуре похожа на СМ-2м, но отличается от нее более высоким быстродействием и объемом оперативной памяти. УВК СМ-1210 обычно содержит два центральных процессора и два процессора ввода-вывода. Это новые два нас элемента. К ним подключаются все внешние устройства. Процессоры имеют доступ к общей центральной памяти и друг к другу. Процессоры ввода-вывода могут и отсутствовать, тогда используются согласователи ввода-вывода, которые подключаются к центральным процессорам так же, как и в УВК СМ-2м. Субкомплексы с процессорами сопрягаются через специальный модуль внутрисистемной связи.

Модули СМ ЭВМ. Мы уже отмечали, что УВК комплектуются по требованиям заказчика из стандартных агрегатных модулей, ряд из которых мы уже разбирали. Агрегатные модули оформлены в виде автономных комплексных блоков с автономным питанием и системой вентиляции, это упрощает их компоновку, монтаж, реконфигурацию и обслуживание.

На базе УВК СМ komponуются локальные и территориально-рассредоточенные многомашинные комплексы с передачей информации по телефонным, телеграфным и специальным линиям связи. Обеспечивается их сопряжение с ЕС ЭВМ.

Модули СМ ЭВМ состоят из четырех характерных групп.

1. Основные модули – процессоры, оперативное запоминающее устройство, устройство наращивания памяти, расширитель арифметический, расширитель ввода-вывода, канал прямого доступа в память, канал межпроцессорной связи, внешняя память на дисках (сменных, несменных, гибких), память на магнитных лентах, кассетная память, таймер.

2. Модули ввода-вывода – устройства ввода с перфоленты, вывода на перфоленту, устройство печати и технологической информации, печати с клавиатуры, станции индикации данных (СИД), станции индикации графических данных (СИГД).

3. Модули внутрисистемной и внесистемной связи – согласователи интерфейсов разного типа в зависимости от согласуемых интерфейсов, разветвитель интерфейса, дуплексный регистр (применяется для объединения ЭВМ), модуль сопряжения с аппаратурой передачи данных, адаптер передачи данных, модуль

согласования с телеграфными линиями, модуль быстрой передачи данных, модуль внутрисистемной связи и др.

4. Модули связи с объектом. Для связи вычислительного комплекса с технологическим объектом применяются коммутаторы, обеспечивающие присоединения тех или иных исполнительных агрегатов или информационных устройств управляемого объекта, например датчиков к ЭВМ. Используются блоки преобразования аналогового сигнала датчиков в цифровую форму и специальные блоки преобразования дискретных сигналов положения (например, типа включено-отключено) в код машины. Аналогично преобразуются и число-импульсные сигналы, в которых значение контролируемой величины представлено числом импульсов (количество операций, число оборотов вала и др.).

Для вывода исполнительных команд на органы управления используются специальные модули вывода команд, преобразующие цифровой сигнал в управляющие воздействия типа включить-отключить, прибавить-убавить. Вывод команды предварительно может преобразоваться в аналоговую форму. Для ведения технической документации и представления данных оператору могут использоваться различные способы вывода информации на печать и на специальные пульта представления информации оператору, учитывающие специфику управляемого объекта.

Таким образом, модули связи с объектом содержат аналого-цифровые преобразователи, коммутаторы, управление коммутаторами, расширитель управления коммутаторами, усилитель сигналов, фильтры, модули нормализации сигналов, группового управления вводом дискретной информации, ввода инициативных сигналов, ввода число-импульсных сигналов кодового управления, позиционно-го управления, переключения, группового управления выводом дискретной информации, наращивания вывода дискретной информации.

2.8. МикроЭВМ

Применение микроЭВМ. МикроЭВМ появились в 70-х годах. Прогресс их был стремителен. МикроЭВМ – это снижение размеров, массы и стоимости, простое внедрение техники, надежность, доступность, простота пользования. Сегодня – это высокая производительность и простое наращивание (развитие) технических средств. Но появляются и сложности. Усложняются связи между ЭВМ, что требует организации их совместной работы, регулируемой принятыми правилами или протоколом обмена между ЭВМ, и синхронизации взаимодействия. Возникают распределенные в пространстве базы данных, которые нужно защищать от непреднамеренного разрушения и от неразрешенного (несанкционированного) доступа к секретным и иным закрытым данным. Возникают и некоторые психологические сложности, связанные с разобщенностью пользователей.

Границы между микро-, мини- и большими ЭВМ являются нечеткими. Отличие, скорее, конструктивное, чем в таких параметрах, как быстроедействие и объем оперативной памяти.

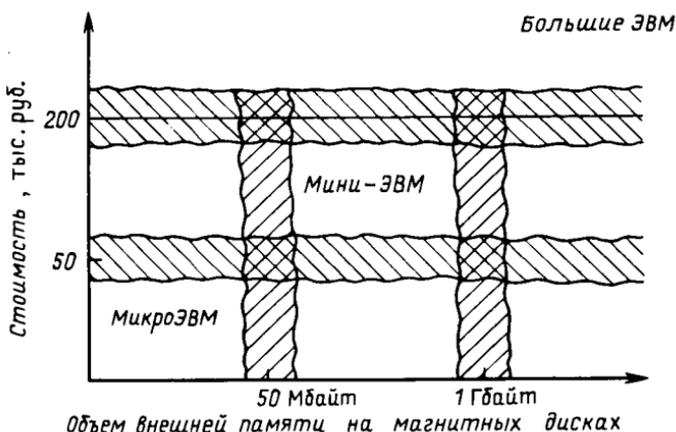


Рис. 2.10. Границы применения микро- и миниЭВМ

Иногда для различия используют такие параметры, как стоимость (величина, очень сильно подверженная изменениям) и объем внешней памяти на дисках (рис. 2.10). МикроЭВМ стоят до 40 тыс.руб., мини-ЭВМ – до 200 тыс.руб. Память на дисках у микроЭВМ до 100 Мбайт, у мини-ЭВМ – до 1 Гбайта. Обычно микроЭВМ выполняются встроенными в то или иное устройство, настольными и одноэтажными. Мини-ЭВМ чаще имеют одну или две стойки.

Особая группа ЭВМ – персональные ЭВМ (ПЭВМ), предназначены и для индивидуального использования на работе, и в быту. С помощью ПЭВМ организуются современные автоматизированные рабочие места (АРМ), позволяющие вести обработку и создание различных документов, используемых для организационного управления. Для разработки коллективных решений или документов ПЭВМ объединяются в локальные сети.

Рассмотрим все эти проблемы подробнее.

МикроЭВМ, применяемые в энергетике. МикроЭВМ в настоящее время широко применяются в энергетике. Они обладают такими полезными свойствами, как малое электропотребление, относительно низкая стоимость, небольшие габаритные размеры, повышенная надежность.

Сегодня трудно дать убедительную классификацию микроЭВМ из-за их большого разнообразия. Очень условно выделим пять групп: технологические ЭВМ, машины семейства «Электроника», электронно-бухгалтерские машины класса

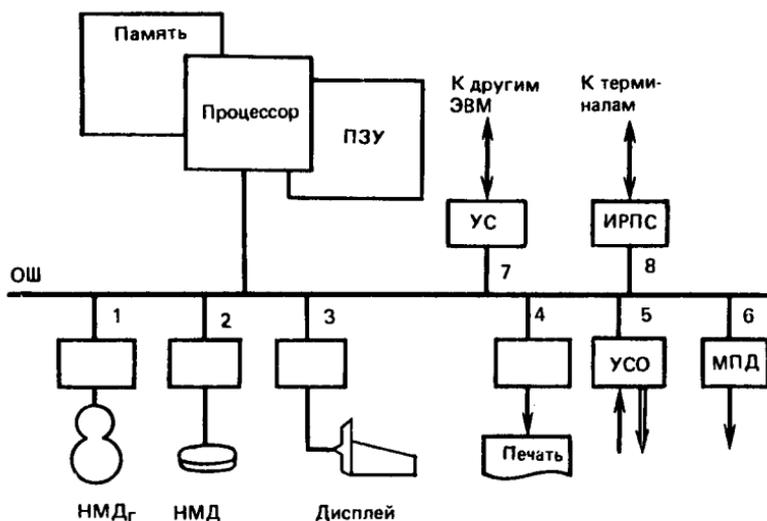


Рис. 2.11. Структурная схема микроЭВМ:

УС – устройство сопряжения; ИРПС – интерфейс радиальный последовательный; УСО – устройство связи с объектом; МПД – мультиплексор передачи данных; НМД_г, НМД – накопители на дисках гибком и жестком (типа Винчестер); ПЗУ – пассивное запоминающее устройство

”Искра”, терминальные и, наконец, персональные ЭВМ. Из этих групп рассмотрим только те модели, которые достаточно часто применяются в энергетике или планируются к применению.

Укажем эти ЭВМ.

1. Технологические:
СМ-1300, СМ-50/60, СМ-1800, СМ-1810, СМ-1600.
2. Семейство ”Электроника” – ”Электроника-60”.
3. Терминальные – ТАП-34м.
4. Электронно-бухгалтерские: ”Искра-226”, ”Роботрон-1715”.
5. Профессиональные (персональные): ”Нейрон”, ”Искра-1030”, ЕС-1840, ЕС-1841, ЕС-1842, ДВК-2, ДВК-3.

Структурная схема микроЭВМ. МикроЭВМ, как правило, имеют конструкцию с общей шиной (рис. 2.11). Общая шина ОШ представляет собой объединение трех шин: адреса, данных и управления. Все устройства присоединяются к шине. Внешние устройства подключаются через контроллер (интерфейсная плата). Количество и типы внешних устройств могут быть разными, но, как правило, микроЭВМ имеет в своем составе системный блок, в котором находятся все центральные устройства

ЭВМ, дисплей (алфавитно-цифровой или графический), клавиатура для управления ЭВМ, программно-перестраиваемая мозаичная печать.

На микроЭВМ используются компактные накопители: гибкие диски (флоппи-диски или дискеты) и жесткие малогабаритные диски типа Винчестер. Флоппи-диски являются сменными, Винчестер – несменяемый. С помощью сменных дисков легко обмениваться программами, однако их емкость относительно невелика (до 0,5 Мбайт на одну сторону), тогда как емкость современного Винчестера достигает 10, 20 и даже 40 Мбайт. Жесткий несъемный магнитный диск также имеет большую емкость и позволяет создавать и накапливать программное обеспечение и хранить большие массивы данных. Появились лазерные устройства памяти с огромной емкостью – компактные диски емкостью до 2–4 Гбайт. Кроме дисков на мини-ЭВМ для хранения информации используются компактные магнитные ленты.

Стандартные интерфейсы связи (или интерфейсные платы) позволяют объединять микроЭВМ в локальные вычислительные сети или объединять их с мини-ЭВМ.

Рассмотрим коротко некоторые из употребляемых в энергетике типов микроЭВМ (табл. 2.3).

Таблица 2.3. Основные технические данные микроЭВМ

Тип ЭВМ	Быстродействию, тыс. операций/с	Емкость ОЗУ, Кбайт	Емкость дисков, Кбайт	Разрядность
СМ-1300	300–500	64	–	16
СМ-50/60	80	32–64	500	16
СМ-1600	80	64–256	до 14000	16
СМ-1700	300	до 5	до 120000	32
СМ-1800	200	64	2 x 256	8
"Искра-555"	500–650	16–32	256	16
"Роботрон-1715"	500	64	128–500	8
"Нева-501"	400	4–32	500	16
ТАП-34	80	56	600	8
"Искра-1030"	1000	256	360	16
ЕС-1840	1000	256–1000	500	16
"Электроника-85"	500–2000	256–2000	500	16

СМ-1300. Может использоваться как центральный вычислитель в терминальных станциях (абонентских пунктах), в интеллектуальных устройствах связи с объектом, в системах машинной графики для проектировщика. В энергетике используется в АСУ ТП ТЭС и подстанций в устройствах сбора информации. В составе ЭВМ четыре модуля: процессора, памяти, пуска, пульта оператора. Конструктивно – это четыре стандартные платы, устанавливаемые в комплексном блоке с источниками питания и вентилятором.

В 16-разрядном процессоре реализован набор команд машины СМ-4 со всеми режимами адресации, полный набор интерфейса "общая шина".

Оперативное запоминающее устройство теряет память при кратковременных перерывах в питании, поэтому требуется установка резервных аккумуляторов. Модуль пуска содержит ПЗУ программы диагностики, загрузчик, программы-эмуляторы, сетевой таймер. Загрузчик может работать в режиме автоматического пуска.

СМ-1800. Применяется для автоматизации технологических процессов на электростанциях, в электрических сетях и на подстанциях, может применяться для рассредоточенных систем и сетей. СМ-1800 – восьмиразрядная ЭВМ. Для нее разработан набор специальных канальных адаптеров, позволяющих подключать к ЭВМ устройства телемеханики и использовать ЭВМ для сбора и обработки телеинформации.

На базе СМ-1800 komponуются вычислительные комплексы с разным набором устройств. В состав комплексов входят модули управления и обработки (процессор, память, таймер), ввода-вывода, связи с другими ЭВМ (в том числе и с ЕС ЭВМ), связи с объектом, внешней памяти, вспомогательные устройства. Система программного обеспечения (СПО) СМ-1800 представляет языки Бейсик и ПЛ/М. Для управления технологическими процессами в реальном времени используется операционная система ДОС-1800 и МОС РВ; СМ-1800 может использоваться и в организационном управлении для решения экономических задач и для обработки текста.

Пакет "Текст" работает под управлением СПО СМ-1800 и позволяет проводить вызов страниц в любом порядке, вставку и стирание символов, изменение порядка следования слов в тексте и разноможение строк, редактирование текста, содержание столбцы, копирование диска с текстом, переименование текстов, компоновка текстов, когда новый текст создается из текстов других листов, находящихся на том же диске или на других. Машина предназначена для круглосуточной работы в отапливаемых помещениях.

СМ-1810. Является развитием машины СМ-1800: 16-разрядная ЭВМ с ОЗУ до 256 Кбайт.

СМ-1600. Содержит в своем составе не один, а два разных процессора: процессор СМ-4 и процессор машины М-5000. Последняя ЭВМ широко применялась для экономических расчетов в энергетике в 1970–1980 гг. Но в настоящее время она малоактуальна для энергетике. Машина имеет устройство связи с ЕС ЭВМ.

СМ-50/60. Машина применяется в энергетике в субкомплексах сбора информации в АРМ оператора-технолога, устанавливается на электростанциях и в

электрических сетях, сопрягается с ЭВМ СМ-1210 и с ЕС ЭВМ. Языки программирования – АЛГОЛ, ФОРТРАН II, ФОРТРАН IV и макроязык. Используется дисковая операционная система ДОС АСПО. На базе ЭВМ выполняются вычислительные комплексы СМ-1634 (до 10 типов комплексов).

Машины семейства "Электроника". Электроника-60 – 16-разрядная ЭВМ. Имеет ту же систему команд, что и СМ-4. Применяется в АСУ ПЭС и на подстанциях. Имеет устройство стыковки с телемеханикой – УСТМ, позволяющее присоединять к ней некоторые типы устройств телемеханики (например, ТМ-12 0М). Быстродействие – 250 тыс. операций/с, объем ОЗУ до 58 Кбайт. Математическое обеспечение включает языки АССЕМБЛЕР и Бейсик, а также стандартные программы. На базе модернизированной машины "Электроника-60М" выпускается вычислительный комплекс 15 ВУМС-28-027. Имеет накопитель на гибком магнитном диске емкостью 512 Кбайт. Емкость ОЗУ 28 Кбайт.

"Искра-555". Применяется для механизации и автоматизации широкого круга экономических задач (бухгалтерских, плановых, учетно-статистических) с одновременным формированием многострочных и многографных документов. Выпускается в нескольких исполнениях, отличающихся емкостью запоминающих устройств и набором внешних устройств. Основной состав: процессор, постоянное запоминающее устройство от 20 до 28 Кбайт, ОЗУ от 16 до 28 Кбайт, пульт управления, печать (выполненная по типу пишущей машинки), блок отображения символьной информации (экран), телекоммуникационные средства.

В ЭВМ используется проблемно-ориентированный язык ЯМБ – язык машин бухгалтерских. Предназначен для решения задач обработки экономической информации. К ЭВМ "Искра-555" близки по кругу решаемых задач и по своим возможностям ЭВМ "Искра-2106" и фактурно-бухгалтерский интеллектуальный терминал "Нева-501".

2.9. Персональные ЭВМ в энергетике

Термин "персональная" означает, что вычислительная машина предназначается для индивидуального пользования. Однако это не совсем так. Полезно разделить этот класс машин на два подкласса: относительно дешевые бытовые ЭВМ, такие, как БК0010.1, "Микроша", и другие, и более дорогие, но и более мощные профессиональные ЭВМ, используемые на рабочих местах. В этом случае ЭВМ можно использовать не только одному, но и нескольким сотрудникам. К профессиональным ЭВМ относят диалоговые вычислительные комплексы ДВК-2 и ДВК-3, "Искра-226". Наиболее популярной из зарубежных ПЭВМ является РС IBM – персональный компьютер фирмы IBM. Во всем мире начинают появляться разработки ПЭВМ, очень сильно напоминающие РС IBM. В отечественную практику широко входят такие ПЭВМ, как ЕС-1841, "Искра-1030", программно совместимые с РС IBM.

На основе ПЭВМ может быть организовано автоматизированное рабочее место инженера-энергетика. Опыт показывает, что инженер быстро осваивает порядок подготовки к работе, загруз-

ку, быстро раскрывает возможности ЭВМ и с увлечением используют ее. Ему нравится иметь личную библиотеку программ и личную, непрерывно возобновляемую базу исходных данных и хранить их в готовом к работе виде на гибком диске в ящике своего стола. Ему очень удобно в любой момент включить ЭВМ, лично управлять ею и сколько угодно размышлять над любым этапом решения или над результатами. Инженер сам себе программист. Ему не нужна опека профессионала. Это чрезвычайно важный момент применения ПЭВМ.

Что же он делает на ПЭВМ? Он может использовать ее в режиме пишущей машинки, печатая тот или иной новый документ. В отделе, где все сотрудники используют ПЭВМ, пишущих машин нет. Но он может готовить новый документ, используя для этого подходящий вариант типового документа, редактируя текст этого образца. Для этого в составе программного обеспечения должен быть достаточно удобный редактор текста. Он может хранить на машинных носителях личный и даже секретный от других пользователей архив данных.

Легко организовать на ЭВМ "записную книжку", которая не только позволяет без труда находить нужную информацию, например номер телефона, но и выполняет функции службы планирования времени в течение рабочего дня и функции службы напоминания, выбирая из памяти работу, которую необходимо выполнить к заданному времени. ПЭВМ можно использовать и как вычислитель, решая на нем те или иные расчетные задачи (например, расчет нормального режима электрической сети, проверку устойчивости, расчет токов короткого замыкания, прогноза нагрузки и др.). На ней можно решать и экономические задачи: учет кадров, контроль прохождения писем трудящихся, организовать автоматизированную систему контроля исполнения документов, расчет смет и калькуляций, управление запасами на складе и многое другое.

Но эффективность применения ПЭВМ особенно возрастает, если все ПЭВМ предприятия или крупной службы объединяются в локальную информационную сеть. В этом случае можно применять их для коллективной разработки документа, такого, например, как план основной деятельности предприятия, в разработке которого участвует много служб и отделов. При этом организуется электронная почта разрабатываемых документов и появляются элементы безбумажной технологии работы над документом.

Но, планируя широкое внедрение безбумажной технологии обработки информации, следует и нейтрализовать некоторые отрицательные последствия такого вида работы. При широком внедрении информационной технологии происходит ослабление личных контактов сотрудников и ослабление воздействия человеческого фактора на документ (не используется, например, "личное обаяние" при принятии решения), меняется форма сообщений, поступающих через электронную почту. Письменные сообщения лаконичнее и определеннее, чем устные. Все записанное становится слишком документальным и доступным многим пользователям сети ЭВМ, электронный почтовый ящик может стать хранителем анонимных критических высказываний в адрес того или иного пользователя сети. ПЭВМ начинает влиять и на язык пользователя, включая в него термины из языка программиста. Пользователь должен уметь свободно печатать на машинке и, как правило, знать элементы английского языка, поскольку многие из программ работают на английском языке.

Для преодоления разобщенности людей, вызванной работой на компьютере, следует устраивать места отдыха, где информационные работники могли бы поддерживать личные контакты, беседовать друг с другом, обсуждать возникающие проблемы.

В качестве профессиональных ЭВМ в энергетике кроме перечисленных выше машин используются ТАП-34м и "Электроника-60", которые, строго говоря, нельзя относить к персональным ЭВМ.

2.10 Вычислительные центры коллективного пользования и сети ЭВМ

Современное состояние развития вычислительной техники позволяет применять в условиях АСУ вычислительные центры коллективного пользования (ВЦКП). Эти центры, работая в режиме разделения времени, одновременно обслуживают несколько АСУ. ВЦКП наиболее эффективны в крупных городах, где установка четырех-пяти крупных ЭВМ позволяет надежно обслуживать группу АСУ при относительно невысоких затратах на организацию системы связи между абонентами и ВЦКП. ВЦКП создаются в ряде городов страны. Отметим, что создаваемые ВЦКП должны иметь вневедомственный характер. Это вызывает ряд организационных трудностей при финансировании их создания и оснащения.

Особо подчеркнем, что вычислительный центр энергосистемы или энергообъединения проектируется и создается как центр коллективного пользования для всех потребителей Минэнерго СССР, расположенных на территории энергосистемы или объединения.

Вычислительные сети. Комплекс ЭВМ, находящихся на значительном расстоянии друг от друга и соединенных между собой каналами связи, называют вычислительной сетью. Сеть позволяет объединять много ЭВМ, в том числе и разнородных, и организовать распределенное хранение и обработку информации. Сеть представляет гибкие связи пользователя с ЭВМ, что увеличивает надежность работы. Легко расширять комплекс. Сеть дает возможность перехода от использования отдельных ЭВМ к использованию многомашинного комплекса, находящегося на большом расстоянии друг от друга, при рациональном выделении ресурсов комплекса его пользователям.

Различают локальные и региональные сети ЭВМ. В локальных сетях абоненты комплекса расположены на небольшом расстоянии друг от друга (например, в одном здании), в региональной сети ЭВМ взаимодействуют через сеть передачи данных, например через телефонные каналы, и используют аппаратуру передачи данных.

Локальные сети могут иметь разную структуру (рис. 2.12). Древовидная сеть применяется тогда, когда абонентские пункты (АП), имеющие или не имеющие собственной ЭВМ, подключаются по радиальной схеме к главному вычислительному комплексу (ядру) через коммуникационные комплексы (КК). В кольцевой сети все коммуникационные комплексы соединены между собой в кольцо, по которому и осуществляется передача информации. К КК подключаются абонентские пункты. Ячеистая сеть представляет собой достаточно сильно связанный граф, ребра которого – каналы связи, а вершины графа – коммуникационные комплексы.

В последнее время все более популярны локальные сети, организованные по типу моноканала. Моноканал представляет собой световод, или коаксиальный кабель, или многопроводный кабель. Моноканал имеет блоки доступа, к которым подключаются станции – однотипные микропроцессоры. Станции и блоки доступа связывают внутренние каналы. К станциям подключаются абонентские пункты и внешние каналы. На базе нескольких моноканальных систем может строиться

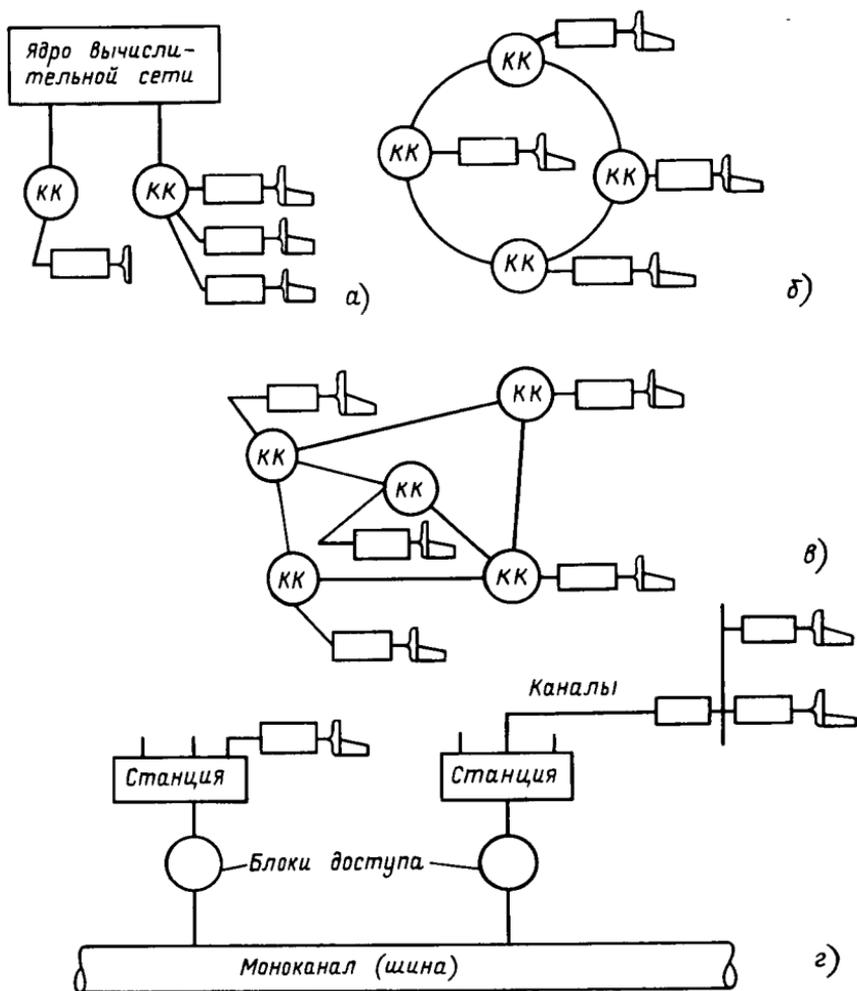


Рис. 2.12. Структура локальной вычислительной сети:
 а – древовидная; б – кольцевая; в – ячеистая; г – по типу моноканала

любая сеть передачи данных. Во всех типах сети организация процесса передачи информации (маршрутизация пакета) выполняется по некоторым правилам – по протоколу передачи информации. Желательно стандартизировать протоколы.

Работу сетей поддерживает специальное математическое обеспечение. Так, существует математическое обеспечение для организации обмена информацией между ЕС ЭВМ и СМ-4, а для

однородных сетей, выполненных на машинах СМ-4 и "Электроника-60", – пакет ПП СТО/РВ (или какой-либо другой пакет с аналогичными функциями).

Вопросы для самопроверки

1. Чем отличается организационное управление в энергосистеме от технологического управления?
2. Перечислите главные принципы создания АСУ в энергетике.
3. Перечислите шесть основных составных частей (или обеспечений) АСУ.
4. Как вы представляете себе АСУ функционального типа с интегрированной информационной системой? Какие у нее достоинства и недостатки?
5. Перечислите основные подсистемы АСУ энергосистемы.
6. Каково назначение автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ)? Перечислите ее основные составные части.

Глава третья

ИНФОРМАЦИЯ В АСУ ЭНЕРГЕТИКИ

3.1. Информационное обеспечение АСУ

Информационное обеспечение (ИО) – это совокупность элементов информации (классификаторы информации, языки для записи данных, правила организации массивов и документов и др.). При организации ИО учитываются структура и состав информации, ее полезность, характер движения (характеристики потоков информации) и методы ее получения. Важным принципом организации ИО является принцип информационного единства – представление всей информации на едином информационном языке (ИЯ).

Информационный язык – искусственный язык для записи информации в форме, пригодной для ввода в ЭВМ, накопления и обмена информацией. Структуру такого языка определяют словарный фонд и грамматика, позволяющая формировать последовательность словарного фонда: например

сформировать какой-нибудь запрос к информационно-справочной системе и сформировать предписание (команду).

Язык команд. Частным видом ИЯ является язык команд или язык жестких предписаний. Такой язык состоит из ограниченного набора вполне определенных команд (макрооператоров), которые может выполнить АСУ. Эти команды, набор которых зависит от конкретных целей управления, могут быть самыми разнообразными и достаточно сложными. Чаще всего они применяются в диалоговых системах и выполняются в виде функциональных клавиш на устройстве отображения информации (дисплее). Нажав, например, на клавишу "суточная ведомость", можно напечатать суточную ведомость до данного (текущего) часа.

Высказывание, показатель, реквизит, документ. В ИЯ выделяют несколько иерархических уровней: знаки (алфавит), слова, высказывания. Первый уровень самостоятельного значения не имеет. Слово — это любая конечная последовательность знаков, не содержащая пробелов (). Например, словом может быть: EI

Печатать EI

Высказывание состоит из последовательности слов. Частным видом высказывания является показатель. Показатель — минимальный содержательный элемент технологической информации. Он состоит из наименования (признака) и значения (оценки). Показатель = Наименование + Значение. При обработке информации над значением показателя выполняются логические и арифметические операции, а наименование показателя используется при поиске нужной информации. Наименование показателя может быть простым, например шифр объекта, или сложным, состоящим из основания и призначной части, например себестоимость электроэнергии.

Часто в АСУ организационного управления используются термины "документ" и "реквизит". Документ — носитель данных, который используется в АСУ и имеет юридическую силу. Это некоторая заранее установленная совокупность обязательных показателей. Так, документом является полученный из ЭВМ и утвержденный уполномоченным на то лицом оптимальный суточный график перетоков энергосистемы. Часто говорят, что документ содержит некоторый набор реквизитов.

Реквизит — это то же самое, что и показатель, но его присутствие в документе обязательно. Он, как и показатель, состоит из наименования реквизита и его значения.

При проектировании информационных потоков в АСУ бывает важно заранее установить вид показателя и его размер (длину или количество знаков). Реквизит описывается с помощью шаблона и может быть числовым или алфавитно-цифровым. Шаблон указывает тип реквизита и его длину. Перечень реквизитов устанавливается заранее при проектировании ИО.

Запись, массив, база данных. Совокупность реквизитов (показателей) можно рассматривать как некоторую запись. Множество однородных записей, подлежащих одинаковой обработке, объединяются в информационный массив. Каждый массив имеет свое наименование и состоит из двух записей — описания и тела массива. Описание — это ряд реквизитов, характеризующих массивы в целом: наименование записи, тип, число записей, тип устройств, где хранится запись, начальный адрес массива и т.д. Поскольку массивов в АСУ много, то однородные

массивы объединяются в комплексы и организуется дополнительный массив, содержащий наименования (каталог) всех массивов комплекса.

Совокупность сведений, находящихся в памяти ЭВМ, принято называть базой данных. Информацию, содержащуюся в базе данных, обычно делят на четыре группы: нормативно-справочную, плановую, оперативно-производственную, отчетную. Нормативно-справочная информация вводится однократно с последующим внесением изменений. Плановая и отчетная информация чаще всего генерируется внутри АСУ. Оперативно-производственная информация поступает по каналам связи. Поступившая информация предварительно обрабатывается и размещается по массивам.

Кодирование информации. ЭВМ работает с закодированной информацией. Следовательно, все физические величины нужно заменить кодами. Может быть два пути кодирования: ручное и машинное. Разработчик первичного документа сам кодирует те или иные физические названия, например вписывает код в первичный документ. При кодировании он справляется с некоторым документом — классификатором. В нем приведен список кодов. Коды переносятся на машинный носитель (перфокарту) и вводятся в машину. Обработка информации, машина выдает ее вместе с кодами. Пользователь заменяет мысленно или вписывает в документ вместо кодов существующие физические величины.

В этой схеме функции кодирования-декодирования на себя взял человек-оператор, машинное время на это не тратится. Предполагается, что каждый отдельный оператор работает с ограниченным числом номенклатуры изделий. Большинство кодов он помнит наизусть. Процесс кодирования-декодирования у него много времени не отнимает. Но если оператор находится на достаточно высоком уровне управления, число кодов может стать очень большим. Такой способ (особенно в условиях оперативного управления) может оказаться неприемлемым.

Машинное кодирование. Возможен другой путь. Всякая физическая величина вводится в ЭВМ на естественном языке. В памяти ЭВМ хранится словарь кодов. Если вводимая величина была закодирована ранее, то ЭВМ присваивает ей уже имеющийся код. После обработки ЭВМ производит декодирование и оформляет документы на естественном языке. Если данное изделие не было ранее закодировано, то ЭВМ присваивает изделию некоторый код и вносит его в системный словарь. В этом случае человек полностью освобожден от операций кодирования-декодирования. Но машина тратит значительное время на поиск в словаре необходимого кода, особенно если словарь хранится на магнитной ленте. Естественное название (даже сокращенное) обычно длиннее его кода, и это существенно увеличивает время ввода-вывода информации из ЭВМ.

Система кодирования. Самая простая система кодирования — порядковая. Каждый предмет (например, наименование энергосистемы) заменяют порядковым номером. Так можно закодировать все энергосистемы СССР, электростанции. Чаще применяется серийно-порядковая система. Кодированные элементы разбиваются на группы, для каждой группы выделяется определенная серия номеров (с запасом). Для кодирования принят десятиразрядный код: два старших разряда — 9-й и 10-й — отведены для номера отрасли, 8-й разряд — подотрасль. Подотрасль делится на десять групп (разряд 7-й), группа — на 10 подгрупп, подгруппа — на 10 видов, вид — на 10 000 изделий. Такими десятиразрядными кодами можно закодировать (без пропусков между сериями) до 10 млрд. наименований.

Для кодирования-декодирования используется специальный документ (книга, список, комплект таблиц и т.д.), содержащий название изделия, входящего в номенклатуру, и его код. Такой документ называется классификатором. Комплекс взаимно увязанных классификаторов является частью информационного обеспечения АСУ.

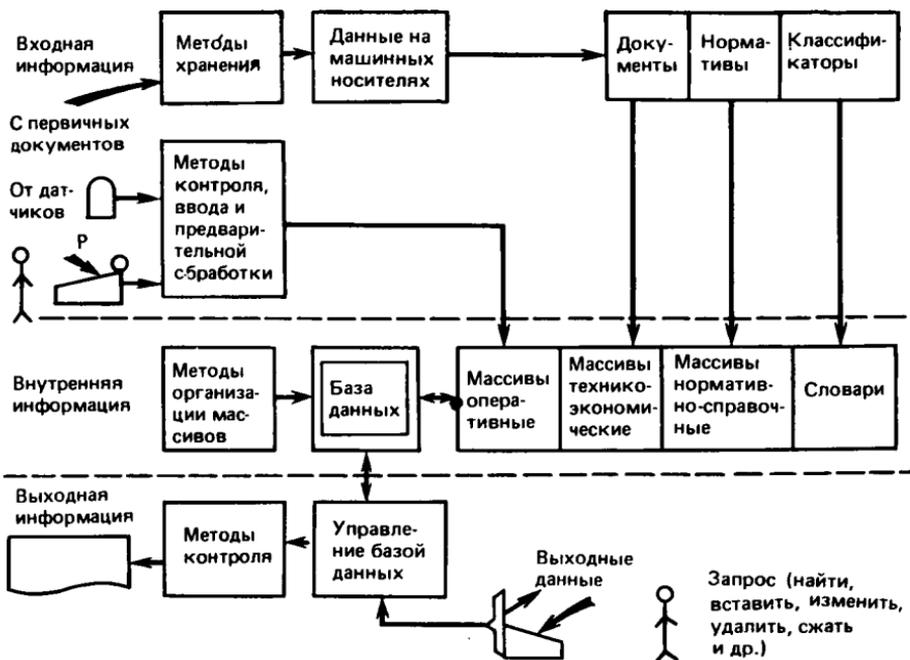


Рис. 3.1. Схема формирования и функционирования банка данных

Банк данных. Основой информационного обеспечения АСУ является банк данных (БД). Банк данных – это централизованно формируемые и однообразно описанные массивы данных, обслуживающие все задачи АСУ, которые могут решаться в диалоговом режиме. Банк данных позволяет централизовать информацию, получаемую независимо от разных источников, допускает многократное использование информации при ее однократном вводе, сокращает время доступа к информации, позволяет проводить реорганизацию массивов информации без изменения обслуживающих программ, допускает использование данных из различных массивов в разных сочетаниях и т.д. Банк данных включает в себя базу данных и программу управления базой, т.е. программу ввода и размещения данных по массивам, внесения исправлений и выборки необходимых данных.

Схема формирования и функционирования банка данных. На верхнем уровне (рис. 3.1) показано внешнее информационное обеспечение. Входная информация (первичные документы) переводится на машинные носители и подготавливается для

ввода в ЭВМ. Данные на машинных носителях объединены в три характерные группы: документы, нормативы и классификаторы. Оперативная информация вводится не только с первичных документов, но и от датчиков первичной информации.

Второй уровень рисунка – внутреннее (машинное) информационное обеспечение. Здесь важны методы организации и защиты массивов информации. Четыре вида первичных данных соответствуют четырем видам массивов информации: оперативной, технико-экономической, нормативно-справочной и массивам словарей. Совокупность массивов образует базу данных.

Нижний уровень – выходная информация. По запросу на обработку через управление базой данных выдается некоторая выходная информация. Здесь важна организация методов контроля выдачи документов. Выходная информация выдается или в виде вторичного документа на АЦПУ, или на экране. Управление позволяет выполнять достаточно типовые для управления базой операции: найти, вставить, изменить, удалить и др.

3.2. Сбор, передача, ввод и первичная обработка информации в АСУ

В СССР используется государственная система приборов (ГСП), что существенно облегчает создание АСУ ЭС. ГСП – совокупность технических средств для построения систем контроля и управления производственными процессами. Она стандартизует параметры аппаратуры, выпускаемой в СССР, и входит в международную (в рамках СЭВ) систему технических средств автоматического контроля, управления и регулирования.

Унифицируются входные и выходные сигналы, ряды значений шкал приборов, технические характеристики исполнительных механизмов, габаритные и присоединительные размеры приборов. Вводятся единые требования по точности, надежности, условиям эксплуатации. Унификация облегчает объединение приборов в системы и комплексы и подсоединение датчиков к вычислительным машинам.

Различают датчики с унифицированным и неунифицированным слабым сигналом. Датчики, на выходе которых будет постоянный ток 0–50 мА или напряжение постоянного тока в диапазоне 0–5 мВ, принадлежат к датчикам с унифицированным

сигналом. Датчики со слабым сигналом требуют дополнительной унификации (усиления сигнала), что приводит к дополнительной погрешности.

Сбор информации с датчиков. Рассмотрим наиболее важные этапы сбора информации с датчиков. Для изложения несколько упростим картину, исключив ряд второстепенных подробностей.

Будем различать ввод аналоговых сигналов (сигналы непрерывного измерения) и ввод дискретных сигналов. Аналоговые, в свою очередь, разделим на сигналы низкого уровня и унифицированные. Сигналы низкого уровня (например, сигналы от термопара), прежде чем послать на обработку, необходимо усилить – привести к нормальному уровню. Для этого будет использоваться нормирующий преобразователь. Аналоговые сигналы перед подачей в ЭВМ должны быть превращены в двоичное число (закодированы). Для этого предназначается специальный аналого-цифровой преобразователь сигнала (АЦП). Дискретный сигнал в подобном преобразовании не нуждается.

Дискретные сигналы по способу ввода в ЭВМ разделяют на инициативные и пассивные. Пассивный сигнал вводится в машину по ее инициативе путем последовательного опроса всех имеющихся сигналов, инициативный сам входит в ЭВМ при любом изменении сигнала. Для ввода инициативных сигналов используется специальный блок инициативных сигналов (БИС). При изменении положения такого сигнала БИС вызывает прерывание работы ЭВМ, которая прекращает обработку информации и обрабатывает поступивший инициативный сигнал – например, фиксирует в памяти ЭВМ факт срабатывания датчика, привязывает этот момент к астрономическому времени, сигнализирует о срабатывании дежурному персоналу и др. Обработав инициативный сигнал, ЭВМ возвращается к прерванной обработке информации. Ясно, что каждый инициативный сигнал нарушает нормальное течение вычислительного процесса. Поэтому число инициативных сигналов не должно быть очень велико.

Система обтекающего контроля. Рассмотрим процедуру сбора информации с аналоговых датчиков. Все датчики разбиты на однородные группы и подключаются к быстродействующему коммутатору. Коммутатор (рис. 3.2) управляется датчиком времени – таймером. По команде таймера начинается очередной цикл опроса датчиков. Первый датчик присоединяется к преобразователю, нормирующему аналоговый сигнал. Преобразователь усиливает его до некоторого стандартного уровня, достаточного для работы АЦП. Аналого-цифровой преобразо-

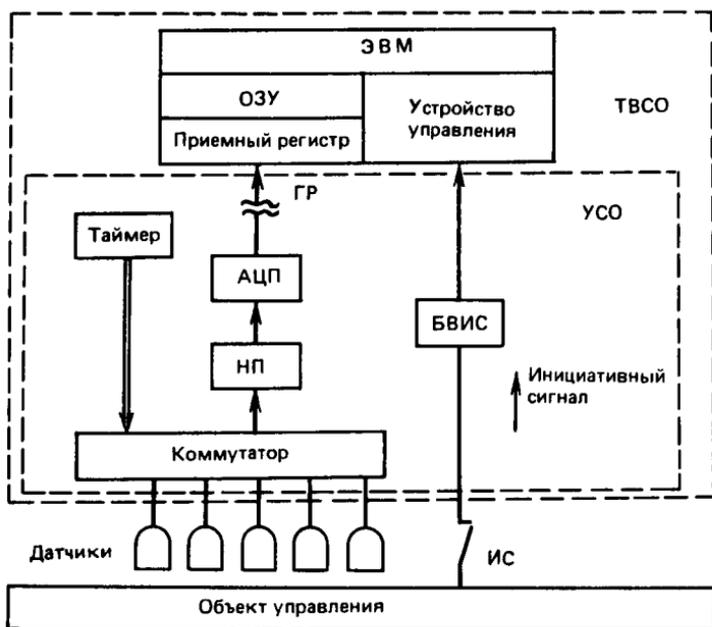


Рис. 3.2. Организация сбора информации с датчиков:

НП и *АЦП* – нормирующий и аналого-цифровой преобразователи; *УСО* – устройство связи с объектом; *ТВСО* – терминал вычислительной связи с объектом; *БИС* – блок ввода инициативных систем сигналов; *ГР* – гальваническая развязка

ватель превращает сигнал в число, которое поступает на приемный регистр ЭВМ и направляется на обработку.

Коммутатор присоединяет к нормирующему преобразователю следующий датчик. Пока его сигнал проходит через два преобразователя, нормирующий и аналого-цифровой, ЭВМ производит обработку информации первого датчика. Так опрашивается каждый датчик. После опроса последнего, n -го датчика таймер отсчитывает заданную выдержку времени ΔT и начинает новый цикл опроса. Выдержка времени между циклами зависит от особенностей технологического процесса, числа датчиков и возможностей ЭВМ.

Такая система сбора информации называется циклическим опросом. Ее основное преимущество состоит в том, что организовать такой опрос очень просто.

Сбой ЭВМ при циклическом опросе. Если на данном цикле опроса датчика с номером k произошел сбой ЭВМ и данное измерение получить не удалось, то можно использовать для расчетов измерение предыдущего цикла, а на следующем цикле можно будет получить новое значение параметра. Это означает, что при циклическом опросе потеря информации на данном цикле, вызванная кратковременным сбоем машины, может быть восполнена на последующем цикле и не приведет к тяжелым последствиям.

Однако при циклическом опросе в равной мере опрашиваются как датчики, где произошло существенное изменение показания по сравнению с прошлым циклом, так и те датчики, где такого изменения не произошло. Это говорит о том, что циклический способ не самый экономичный. Несмотря на это, циклический опрос широко применяется в АСУ.

Измерительный канал и его погрешность. Цепочка от датчика через канал связи, коммутатор, нормирующие и аналого-цифровые преобразователи, через ЭВМ до выдачи измеряемой величины на экран или на печать образует измерительный канал. Каждое его звено может вносить погрешность. Обычно оценивается суммарная погрешность измерительного канала. Для этого вместо датчика устанавливается образцовый прибор (или датчик стандартного сигнала) и его показание сравнивается с показанием на щите оператора.

Все измерительные каналы должны пройти Государственную метрологическую аттестацию. Только в этом случае можно пользоваться данными измерениями. Количество измерительных каналов АСУ может исчисляться сотнями и тысячами штук. Это сильно затрудняет проведение проверок измерительных каналов и метрологическое обслуживание их.

Первичная обработка сигнала. Первичная обработка сигнала включает контроль достоверности измерения, сжатие информации, сглаживание (усреднение или фильтрацию) показаний, масштабирование и восстановление измеряемой величины по поступившему сигналу (линеаризацию). Рассмотрим некоторые из этих операций подробнее.

Существуют разные способы контроля достоверности. Достоверным можно считать такое измерение, при котором измеряемая величина X_i в силу инерционности технологических процессов не может значительно измениться в двух соседних циклах измерения: t -м и $(t + 1)$ -м, или

$$|X_{it} - X_{i,t+1}| < \Delta.$$

Величина Δ может быть постоянно заданной или адаптивно изменяться в зависимости от условий работы оборудования.

В то же время, полное отсутствие колебаний за некоторое число циклов может служить сигналом неисправности датчика (измерительного канала).

Для контроля ответственных параметров можно применить избыточные измерения, например измерять одну и ту же величину двумя независимыми датчиками. В этом случае разница показаний не должна превосходить некоторый наперед заданной величины. Применение избыточных измерений дорого и может быть допущено лишь в виде исключения.

Обо всех выявленных неисправностях датчика должно поступать сообщение. Иногда при неисправности датчика инфор-

мация все же используется в расчетах, но она имеет признак "бракованная". Этот же признак относится и ко всем расчетным величинам, полученным с использованием этой недостоверной информации.

Сглаживание информации. Могут быть внезапные толчки или выбросы измеряемого параметра. Внезапные выбросы технологического параметра противоречат физике процесса. Для того чтобы исключить влияние случайных выбросов параметров, применяется сглаживание (осреднение) параметра. При сглаживании находится некоторое среднее значение между предыдущим измерением (предыстория) и данным (текущим) измерением. Предыстория и текущее измерение могут иметь разные веса. Обычно применяется экспоненциальное сглаживание. Оно выполняется по следующей рекуррентной формуле:

$$\bar{X}_{t+1} = \gamma \bar{X}_t + (1 - \gamma) X_{t+1}.$$

Здесь чертой отмечены сглаженные величины, величины без черты – мгновенные; γ – константа сглаживания (постоянная фильтра). Она лежит в пределах от нуля до единицы, не принимая крайних значений. Чем больше величина γ , тем больше вес предыдущего измерения и тем меньше доверия к мгновенному измерению. При $\gamma = 0,5$ сглаживание равносильно простому осреднению старого и нового показания, поскольку веса старого и нового измерений одинаковы.

Величина γ выбирается из эмпирических соображений: чем выше точность измерительного канала, тем меньше можно принять γ . Для хороших приборов γ меньше 0,5, а для плохих больше.

Рассмотрим работу сглаживающего фильтра при мгновенном значительном выбросе параметра, причем все последующие измерения подтвердили этот выброс (рис. 3.3, а). Для случая $\gamma = 0,5$ видно, что затухание происходит по кривой, напоминающей экспоненту (отсюда название фильтра); сглаженное значение никогда не достигает измерения, приближаясь к нему сколь угодно близко. Если $\gamma < 0,5$, сглаженная величина быстрее стремится к новому измерению, если больше 0,5 – медленнее.

На рис. 3.3, б показано сглаживание случайного выброса (сбоя). Видно, что при больших γ выброс сглаживается значи-

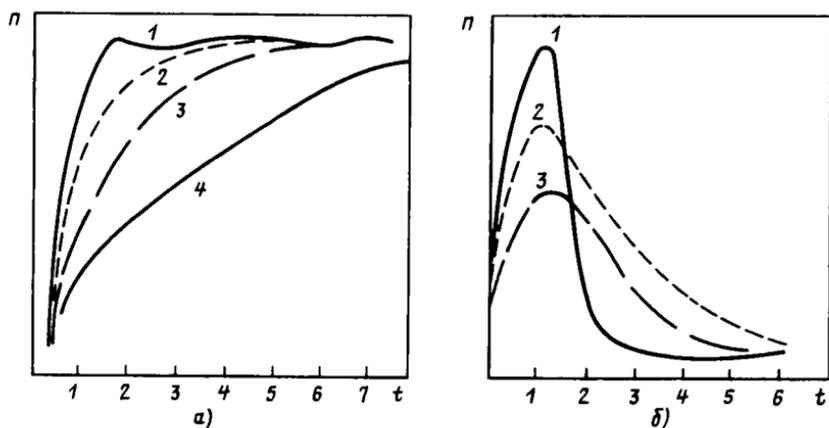


Рис. 3.3. Работа сглаживающего фильтра:

a — при изменении параметра; *б* — при случайном сбое; 1 — $\gamma = 0$; 2 — $\gamma = 0,5$; 3 — $\gamma = 0,25$; 4 — $\gamma = 0,75$

тельно сильнее, чем при малых. Итак, большее γ сильно сглаживает выброс параметра, но медленнее подводит его измерение к установившемуся значению.

Линеаризация и масштабирование. Установленный датчик часто имеет нелинейную характеристику. Так, выходной сигнал термопары X_T и измеряемая температура θ связаны нелинейной зависимостью, например такой: $X_T = a\theta^2$, где a — постоянная характеристика термопары (на своем деле связь между X и θ более сложная). Из этого условия можно найти искомую температуру θ . Нужно только помнить, что на входной регистр машины пришел не сигнал от термопары, а усиленный в M раз сигнал X . Тогда искомая температура

$$\theta = \sqrt{X/aM},$$

где M — масштаб усиления сигнала.

Процедура отыскания измеряемой величины по показанию датчика, имеющего нелинейную характеристику, по ее усиленному сигналу и составляет суть линеаризации и масштабирования.

Калибровка измерительного канала. Если канал дает большую систематическую погрешность, ее можно попытаться уменьшить, скорректировав постоянную термопары. Корректировку можно вести, сравнивая измерения данной термопары с

измерением по образцовому прибору (автоматически с использованием ЭВМ). Такая процедура называется автоматической калибровкой измерительного канала.

Сглаживание и предсказание. Сглаживание можно применить и для предсказания (прогноза) значения параметра на следующем такте или шаге; предсказание на один шаг. Можно делать предсказание на любое число шагов k . Шаги отсчитываются с момента времени t . Обычно используют линейную экстраполяцию поведения параметра. Предсказанное значение параметра X к моменту $t + k$ (упреждение на k шагов)

$$\bar{X}_{t+k} = \bar{X}_t + (\bar{X}_t - \bar{X}_{t-1})k.$$

Это равносильно

$$\bar{X}_{t+k} = \bar{X}_t(k+1) - \bar{X}_{t-1}k.$$

Полученные коэффициенты при \bar{X} являются некоторым подобием сглаживающих коэффициентов. При предсказании на один шаг ($k = 1$)

$$\bar{X}_{t+1} = 2\bar{X}_t - \bar{X}_{t-1}.$$

Иногда предсказание на один шаг делается проще — переносом сглаженного текущего значения параметра в данный момент не следующий момент времени. В этом случае используется соотношение

$$\bar{X}_t \Rightarrow \bar{X}_{t+1}.$$

Оно получено простым увеличением индекса текущей сглаженной величины \bar{X}_t на единицу.

Выбор сглаживающих коэффициентов. Появляются способы теоретического обоснования сглаживающих коэффициентов. Предположим, что контролируемый параметр подошел к уровню предупредительного сигнала и продолжает расти. Применим линейное предсказание выхода контролируемого параметра за допустимый режим, прогнозируя по сглаженным величинам.

Если Δz — ширина запаса (отклонение параметра от уровня предупредительного сигнала до аварийного отключения), % номинального параметра, ΔX — погрешность канала измерения, %, а k — число шагов упреждения, то суммарная погрешность за k шагов $k\gamma\Delta X$ должна быть не более Δz . Отсюда

$$\gamma \leq \Delta z / (k\Delta X).$$

Полученное условие имеет следующий физический смысл. При принятом параметре сглаживания γ погрешность измерения не выведет нас за допустимый предел в конце принятого интервала упреждения, если необходимый прогноз был проведен по сглаженному значению переменной в конце первого интервала времени с величиной γ .

Поскольку γ не может быть больше единицы, то величина ΔX и k связаны. Если принять $k = 3$, что означает упреждение за четыре шага, или примерно за 40 с, то при $\gamma = 1$

$$\Delta z \leq 3\Delta X.$$

Если это условие не выполняется, следует поднять уровень предупредительного сигнала и сократить Δz .

Для оценки аэродинамических сопротивлений элементов котла $\gamma = 0,6 + 0,7$, для измерения расходов и давлений пароводяной среды $\gamma = 0,5$.

Сжатие информации. Если какое-либо значение на данном цикле измерения $t + 1$ мало отличается от значения на предыдущем цикле t , то новое значение в дальнейшем не используется. Предыдущее значение искомой величины без пересчета засылается на место нового измерения. Засылается не сигнал, а уже вычисленная ранее измеримая величина, например температура и все вычисленные на ее основе величины. Итак, существенность измерения определяется соотношением

$$|\bar{X}_{t+1} - \bar{X}_t| \leq \Delta_0,$$

где Δ_0 – заданная нечувствительность (или апертура) измерительной системы. Чем больше Δ_0 , тем меньше будет существенных измерений, но тем больше может быть погрешность измерения. Отношение общего числа измерений N (циклов) к числу существенных измерений n называют коэффициентом сжатия:

$$K_{сж} = N/n.$$

Чем выше сжатие, тем меньше загружается измерительная система обработкой несущественных измерений, но тем выше может быть погрешность. Существуют способы получения высоких степеней сжатия при допустимых погрешностях. Здесь можно наметить два подхода в АСУ ТП.

Первый – разделить все измеряемые величины на важные, которые сильно влияют на результат, и второстепенные, мало влияющие на суммарную погрешность расчетов. Для первых устанавливается малое значение нечувствительности, для других – большее. При этом получают и большое сжатие информации, и приемлемая погрешность расчетов.

Второй – используется автоматическая (адаптивная) подстройка размера нечувствительности Δ_0 . В спокойном режиме нечувствительность принимается малой, поскольку в этом режиме мало сильных колебаний параметров и сжатие получается значительным. Если режим начинает колебаться значительно существеннее, чем прежде, то коэффициент сжатия падает. При этом автоматически расширяется зона нечувстви-

тельности. Такой способ адаптивной подстройки требует непрерывного контроля коэффициента сжатия. На это идет дополнительное время и тратятся ресурсы ЭВМ.

Вторичная обработка информации. Вторичная обработка информации начинается с того момента, когда получена измеряемая величина. Вторичная обработка включает проверку измеряемой величины, составление и обновление массива режимных параметров, осреднение и накопление измеряемых величин, контроль выхода технологических параметров за допустимые пределы, сигнализацию и регистрацию отклонения параметров и некоторые другие процедуры.

Проверка контролируемой величины. Полученное значение, например вычисленное значение температуры, подлежит проверке. Здесь можно применить разные подходы. Проще всего проверить параметр на логические пределы максимум-минимум. Но поскольку исходное значение сигнала уже проверялось, то указанная проверка почти наверняка не даст неожиданного результата. Чаще используются проверки, основанные на избыточности измерений. Например, если в некотором узле замерены все подходящие и отходящие потоки (расходы жидкости или пара), то алгебраическая сумма этих величин должна равняться нулю, что следует из закона сплошности или закона Кирхгофа.

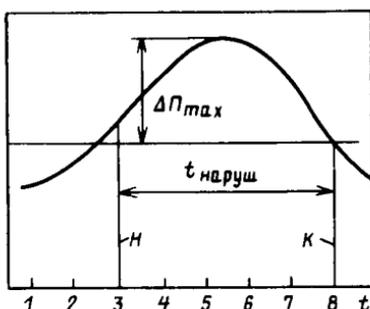
Но сумма чаще всего оказывается отличной от нуля. Появляется невязка. Тогда на основании избыточности измерений можно не только проверить каждую измеримую величину, но и уточнить ее. Для уточнения к измерениям добавляется поправка – часть невязки. Она принимается пропорциональной измеримой величине. Поправка, кроме того, зависит от класса данного измерения – чем оно точнее, чем выше класс прибора, тем меньше величина поправки.

Сигнализация отклонения параметра. Пусть контролируемый технологический параметр P должен находиться внутри некоторых заданных пределов P_{max}, P_{min} . Эти пределы могут быть или постоянными или зависящими от других режимных параметров. В последнем случае предполагается, что эта зависимость известна и ее можно вычислить по измерениям значений величин.

Если контролируемый параметр P превысил допустимое значение, ЭВМ фиксирует момент выхода параметра за допустимые пределы и сигнализирует об этом на пульт оператора.

Рис. 3.4. Сигнализация и регистрация отклонения контролируемого параметра:

Π — предельное значение; H — начало; K — конец нарушения предела



Кроме того, ЭВМ фиксирует максимальное значение отклонения и момент окончания нарушения предела (рис. 3.4). Печатается номер датчика, нарушившего пределы, момент начала и момент конца нарушения и максимальное отклонение. По этой информации, накапливаемой за смену, можно судить о качестве работы оператора и о потере ресурса оборудования, вызванном нарушением технологического режима.

Регистрация и осреднение режимных параметров. Все параметры, определенные на данном цикле измерения, должны быть помещены в информационную базу. Из нее они будут поступать для решения всех задач АСУ. Должно быть организовано хранение контролируемых режимных параметров. Для хранения отводится определенный объем памяти — массив. Каждая строка этого массива — набор регистрируемых (хранимых) режимных параметров, полученных за один цикл измерения. Количество строк определяется возможностями ЭВМ.

Желательно разместить информацию хотя бы за 10–15 мин. При периодичности измерения 1 раз в 10–15 с для этого потребуется от 40 до 90 строк. Если оперативная память не позволяет разместить такое количество измерений, следует разбить массив на части и организовать обмен с внешней памятью. После заполнения всего отведенного массива проводится осреднение каждого параметра. Следующий цикл измерения располагается на месте самой ранней записи. Говорят, что массив замкнут сам на себя.

Имеющуюся информацию можно использовать при разборе аварийных ситуаций. Она характеризует предаварийный режим работы. После повторного заполнения массива проводится повторное осреднение за 30 мин и так до тех пор, пока не будут получены часовые значения режимных параметров. Часовые значения, в свою очередь, используются для осреднения за смену, вахту, месяц. Архив режимных параметров формируется в таком виде:

Время	Параметр			
	$N 1$	$N 2$	$N 3$	$N n$
t_1	$\Pi_{1,1}$	$\Pi_{2,1}$	$\Pi_{3,1}$	$\Pi_{n,1}$
t_2	$\Pi_{1,2}$	$\Pi_{2,2}$	$\Pi_{3,2}$	$\Pi_{n,2}$
	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
Среднее за 15 ми:ут	$\bar{\Pi}_{1,15}$	$\bar{\Pi}_{2,15}$	$\bar{\Pi}_{3,15}$	$\bar{\Pi}_{n,15}$

3.3. Телеинформационные системы в АСУ

Для сбора и передачи оперативно-диспетчерской информации в энергетике используются устройства телемеханики. Каналы связи, используемые в энергетике для передачи данных, могут быть проводными, кабельными, радиорелейными, высокочастотными по ВЛ. Одна линия связи может использоваться для передачи различных сообщений – телефонных, телеграфных, телемеханических и др. Сообщения могут передаваться по линии монопольно, с разделением по времени (временное разделение) или по частоте (частотное разделение). Это позволяет рационально использовать линии связи.

Существуют три режима передачи информации по каналам связи: симплексный (передача информации только в одну сторону, нужен один канал), дуплексный (одновременный обмен информацией, требуются два канала), полудуплексный (поочередный обмен информацией или передача основной информации в одну сторону, а служебной в обратную, требуются два канала, один из которых может быть низкоскоростным).

Устройства телемеханики (УТМ) в АСУ. Устройства предназначены для автоматического сбора и передачи на объекты управления информации о положении коммутационного оборудования (телесигнализации – ТС), о величине параметров текущего режима (телеизмерение – ТИ), для передачи управляющих воздействий (телеуправление – ТУ, телерегулирование – ТР, телеблокировка – ТБ). Устройства телемеханики могут выполнять либо только одну из этих функций, либо несколько (комбинированные УТМ). Различаются одноканальные УТМ (передающие по одному каналу телемеханики информацию от одного датчика) и многоканальные УТМ (использующие канал в режиме разделения времени для передачи информации от группы датчиков), аналоговые (непрерывные) и дискретные (кодоимпульсные) УТМ.

Телемеханические системы состоят из устройств, располагаемых на диспетчерском пункте (ДП) и контролируемых пунктах (КП), связанных между собой каналами. Системы могут быть одноуровневыми и многоуровневыми. Одноуровневые системы различаются в зависимости от числа устройств ДП и КП. Для передачи телемеханической информации в АСУ ЭС и ЭЭС наиболее перспективными являются комбинированные многоканальные кодоимпульсные УТМ.

Способы передачи информации. Используются два способа передачи информации – уже известный нам циклический и спорадический. При спорадическом способе передаются лишь изменившиеся сигналы (параметры). Для циклической передачи достаточно одного прямого канала, для спорадической необходимы прямой и обратный каналы (передаются служебные сигналы). При циклической передаче приемник, обнаружив искаженное сообщение, бракует его. В следующем цикле передатчик передаст это сообщение заново. При спорадической передаче браковка сообщения приводит к потере информации. Передав спорадическое сообщение, передатчик хранит его в памяти, пока не получит от приемника подтверждения правильности приема. Подтверждение передается по обратному каналу. Если его нет, сообщение снова передается передатчиком до его получения. При неисправности (отсутствии) обратного канала УТМ переходит автоматически в циклический режим. Если возникает необходимость однократно запросить цикл передачи информации (например, после устранения какой-либо неисправности), то приемник формирует специальный сигнал запроса. Формирование и прием этих сигналов и проверку состояния обратного канала осуществляют блоки контроля.

Циклические УТМ проще и надежнее, но при большом объеме информации время передачи увеличивается из-за необходимости передавать как полезную (изменившуюся), так и избыточную (не изменившуюся) информацию (особенно для ТС, изменения которых происходят довольно редко). Большинство современных УТМ предусматривают циклическую передачу ТИ и спорадическую передачу ТС. Для повышения надежности предусматривается возможность автоматического выбора исправного канала (при наличии двух прямых каналов). В некоторых УТМ предусмотрена передача ТС и ТИ по вызову.

ТИ или ТС передаются группами (подциклами), причем в группе может содержаться информация об одном или нескольких ТИ или ТС. Структура подцикла различна для разных УТМ, но всегда содержит код начала, код адреса, информационные байты, код защиты.

Перспективы развития УТМ. Основное направление развития – переход к программируемым устройствам телемеханики – использование микропроцессоров, встраиваемых в УТМ. Это позволяет обрабатывать данные на нижнем уровне, разгружая

от рутинных операций ЭВМ следующего уровня управления, выполнять функции устройств местной автоматики и устройств оперативного управления и контроля.

3.4. Программируемые системы телемеханики

Аппаратные средства телемеханики постепенно заменяются программируемыми микропроцессорными устройствами. К ним относятся системы АИСТ – автоматизированная измерительная система телемеханики, ГРАНИТ, УВТК – управляющий вычислительный комплекс телемеханики и другие устройства. Такие устройства состоят из центральной приемопередающей станции (ЦППС), устанавливаемой на диспетчерском пункте, и из ряда периферийных (контролируемых) пунктов или станций. ЦППС использует микроЭВМ, периферийные пункты используют или микропроцессорную программную технику, или специальную аппаратную (жестко запрограммированную) технику.

Центральная станция устанавливается на диспетчерском пункте. Она производит прием, обработку и отображение информации на центральном щите управления, на индивидуальных дисплеях. Она же производит обмен информацией с верхними и нижними уровнями управления по каналам связи. Периферийная станция собирает информацию с датчиков и передает ее на центральную станцию.

Принцип работы телекомплекса ГРАНИТ. Рассмотрим состав основных блоков и принципы его работы (рис. 3.5). В верхней части показана центральная, внизу – периферийная станции. Центральная станция имеет в своем составе две связанные ЭВМ. Каждая ЭВМ оснащена дисплеем, диском и устройством печати. Через специальное стыкующее устройство (С) к ЭВМ подключен набор модулей связи: каналобразующие устройства, модули выдачи информации на дисплеи, цифровые и аналоговые приборы, модуль ввода команд с диспетчерского пункта.

Периферийная станция имеет в своем составе жесткое программное устройство, устройство связи с центральным пунктом и необходимый набор модулей для ввода аналоговых и дискретных сигналов, команд телеуправления. Гранит имеет некоторый минимальный набор блоков, который может быть доукомплектован по условиям заказчика.

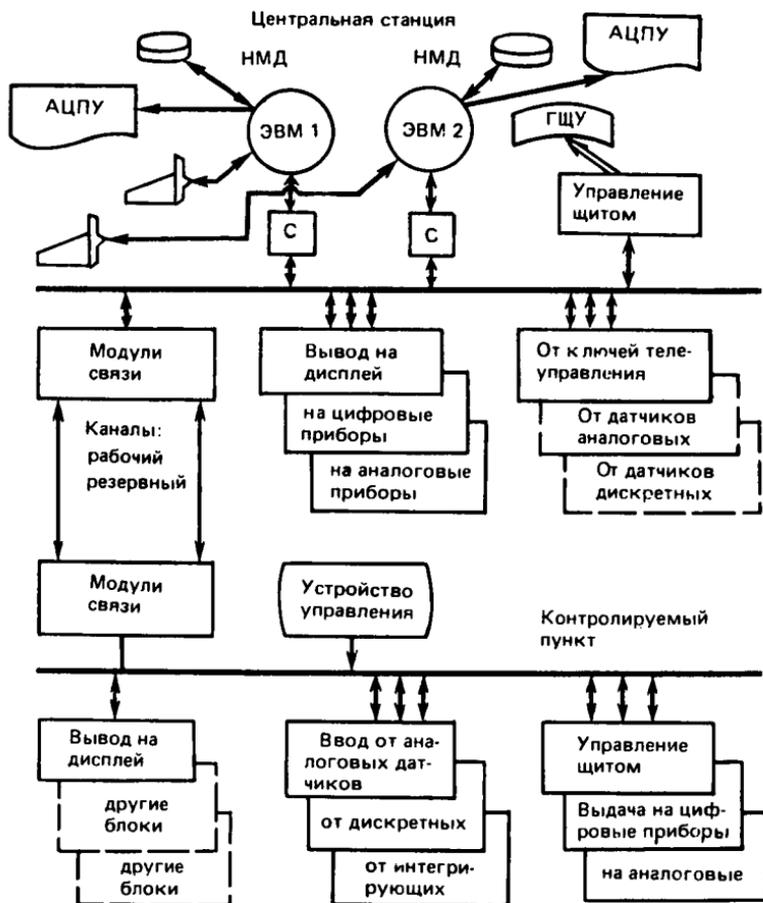


Рис. 3.5. Телеинформационная система ГРАНИТ

Система АИСТ похожа на ГРАНИТ. Главное отличие состоит в том, что устройство управления КП является не жестким аппаратным устройством, а программируемым. В энергосистемах создается специальная сеть на базе ГРАНИТА для передачи оперативных данных.

Телеинформационно-управляющая система. Для сбора оперативной информации с объектов, ее доставки по каналам связи, обработки и отображения для оперативной помощи диспетчеру по ведению режимов, для телеуправления планируется создать телеинформационно-управляющую систему

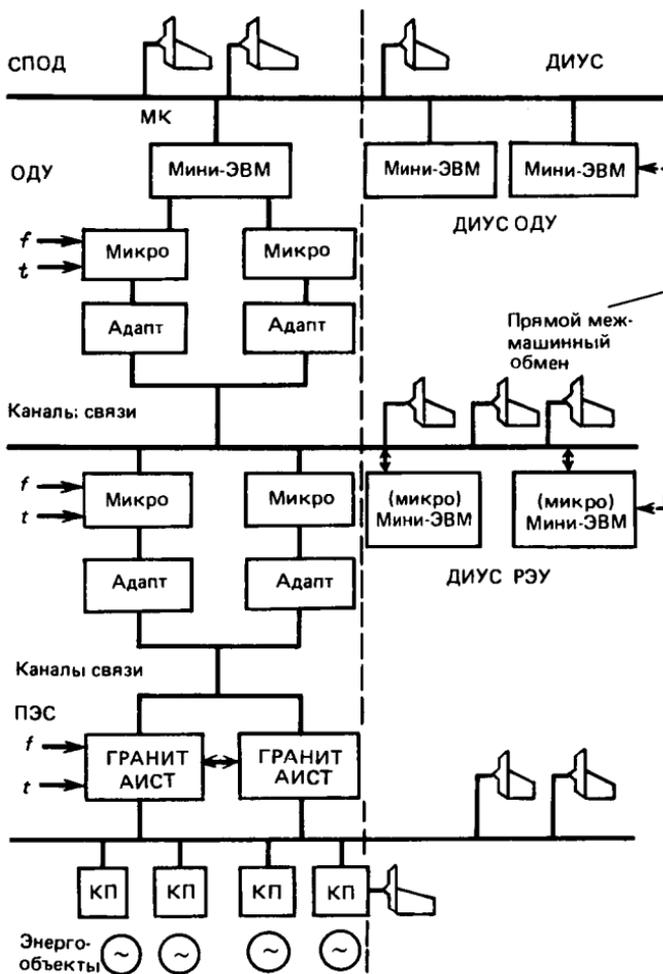


Рис. 3.6. Централизованная информационно-управляющая система:

СПОД – система передачи оперативных данных; ДИУС – диспетчерская информационно-управляющая система; ЦППС – центральная приемопередающая станция; МК – моноканал

(ТУС), обслуживающую всех абонентов энергетики. Она состоит из системы передачи оперативных данных (СПОД) и диспетчерских информационно-управляющих систем (ДИУС или ОИК):

$$\text{ТУС} = \text{СПОД} + \text{ДИУС}.$$

Это многоуровневая система, в узлах которой устанавливаются центральные приемопередающие станции, имеющие в своем составе ЭВМ (ЦППС). Станции осуществляют прием, обработку информации и ее передачу на следующий уровень управления (рис. 3.6). Каждая центральная станция обеспечивает информацией диспетчерскую систему своего уровня, т.е. ДИУС каждого уровня выступает как абонент информационной системы. Для простых объектов управления диспетчерская система может и не иметь собственных ЭВМ, а использовать ЭВМ центральной станции, для средних по сложности объектов может устанавливаться собственная диспетчерская микроЭВМ, а для более сложных используется трех- или четырехмашинный ОИК с двумя микро- и одной (или двумя) мини-ЭВМ или более сложный.

3.5. Телеобработка информации и ведение суточной ведомости

Система сбора, обработки и отображения информации для диспетчерских пунктов (СОТ) работает в реальном масштабе времени. Она осуществляет автоматический ввод в ЭВМ телемеханической информации, ее обработку, формирование архивов, отображение и регистрацию оперативных параметров. Производится обмен информацией между машинами и передача ее в вычислительный комплекс (ВК) для использования в плановых расчетах или на более высоком уровне управления. Существуют несколько типов СОТ.

Общая схема работы СОТ. Весь процесс состоит из пяти этапов: ввод информации с УТМ, первичная обработка, вторичная обработка, редактирование и дополнение информации диспетчером, документирование и хранение архива. Первые три этапа протекают так же, как и при сборе информации с датчиков. Рассмотрим два последних этапа, связанных с общением диспетчера с ЭВМ.

Большая часть информации с устройств телемеханики приходит в цифровом коде. Величина кода сразу сравнивается с допустимыми пределами, и если они нарушены, то это измерение бракуется. Если на следующем цикле будут также нарушения пределов измерения, то информация сохранится, но ей будет присвоен признак бракованной.

Вторичная обработка информации выполняется циклически с заданным временным интервалом, при этом готовятся проме-

жуточные информационные массивы, данные первичной обработки дополняются постоянной информацией и записываются на диск. На диске готовятся список (массив) ТИ, архив ТС и список аварийных ТИ. Списки должны составляться так, чтобы при переполнении памяти новые значения наносились на место самых старых.

Ручной ввод и редактирование информации. Ручной ввод информации, принятой диспетчером ЭС по телефону, еще долго будет занимать значительное место в общем объеме информации. Диспетчер вводит информацию в ЭВМ через клавиатуру дисплея. Необходимо предусмотреть простую организацию ввода этой информации и ее проверку (например, проверку на логические пределы, на полноту информации и т.п.). После ручного ввода и редактирования готовятся массивы информации в виде, пригодном для отображения или для печати (фиксации), для архивного хранения или передачи на другие уровни (в другую ЭВМ).

Списки и архивы. ЭВМ формирует ведомость (список переключений), в которую автоматически заносятся телесигналы, изменившие свое состояние с начала суток. Предусматривается автоматическое формирование списка телеизмерений, нарушивших технологические пределы с указанием времени нарушения (аварийные списки ТИ). Для отображения ретроспективной информации в машине формируются режимные архивы с разным интервалом осреднения, например 5 с за 1 мин, за 15 мин, за 1 ч, за смену (вахту), за сутки.

3.6. Организация общения диспетчера с ЭВМ

Общение диспетчера с ЭВМ выполняется с помощью специальной диалоговой системы, которая входит в СОТ. Общение проводится на определенном языке через дисплей. Обеспечиваются выдача на экран информации по запросу диспетчера и автоматическая сигнализация появления аварийной информации. Информация, выводимая на экран дисплея, состоит из статической части, заранее подготовленной (трафарета таблицы, схемы электрических соединений и т.п.), и динамической части из соответствующих информационных массивов в оперативной памяти. Динамическая информация обновляется с заданным циклом (цифровые значения показателей, двухпозиционные символы положения коммутационных

аппаратов). Для некоторых задач динамическая часть информации вводится вручную с клавиатуры дисплея.

В состав задач отображения информации на дисплеях обычно входят вывод схемы энергообъектов с обновляемыми параметрами режима с текущим состоянием коммутационной аппаратуры, вывод таблиц обновляемых показателей режима, вывод произвольно сгруппированных показателей в режиме "слежения", запоминание и последующий просмотр любых телеизмеряемых показателей (ретроспективный анализ), автоматический вывод обобщенных сигналов о переключениях в сети, выходе параметров режима за установленные пределы. Подаются сигналы неисправности телемеханики. В состав задач включается отображение инструктивно-справочной информации (режимные указания, бланки переключений и т.п.).

Комплекс программ позволяет осуществлять с экрана дисплея пополнение и корректировку информационного обеспечения.

Команды диспетчера. Для общения диспетчера с ЭВМ нужен простой язык, не требующий от диспетчера специальных знаний. Обычно это язык команд (жестких предписаний). Команды могут посимвольно набираться оператором на клавиатуре дисплея, например команда может иметь вид Ф3-12. Можно осуществить определенный набор функциональных клавиш, например "вызвать форму суточной ведомости". Нажим такой клавиши будет запускать программу записанного на ней приказа. Жесткий язык команд прост и удобен для диспетчера. Набор команд зависит от местных условий и может быть разнообразным (рис. 3.7).

В списке должны быть представлены следующие группы команд: информирующие диспетчера о возможностях системы (меню); вызов имеющихся в памяти ЭВМ списков, например списка команд, находящихся в распоряжении диспетчера, списка имеющихся в системе стандартных форм (отчетов), списка объектов с указанием их шифра, списка шифров и значений телесигналов и телеизмерений и т.д.;



Рис. 3.7. Пример функциональной клавиатуры дисплея в ВК ЭЭС; *Топливо, Энергия, Прогноз, Сеть, Тест* — условные названия задач; в правой части показано устройство цифрового набора, клавиши сдвига и некоторые служебные клавиши

вызов табличной информации: вызов той или иной конкретной формы таблиц ТС или ТИ, архивных и ретроспективных данных;

служебные, например приказ запомнить (или напечатать) какую либо информацию, приказ о гашении некоторой неверной информации, "листание" какой-либо ведомости вперед и назад, слежение за каким-либо параметром, особо интересующим диспетчера, печать его значения через заданный интервал времени.

Так, например, для формирования суточной ведомости нужны такие основные директивы:

1. Вызов ведомости стандартной формы Φ заданного типа на экран для чтения (например, команда может иметь вид $\Phi-N$, где N – конкретный номер данной ведомости).

2. Вызов той же формы для заполнения очередной строки v или для ее корректировки (например, $\Phi-N-v-tt$, где tt – номер строки).

В этих командах N и tt должны иметь определенное цифровое значение. Вторая директива должна быть доступна не всем пользователям, чтобы избежать случайного искажения информации.

3. Печать формы. Команда имеет вид $\Phi-P-N$.

Работа диспетчера по заполнению суточной ведомости.

Разделим все документы на два типа – один полностью заполняется ЭВМ, другой требует ввода данных оператором. Диспетчер в t -м (например, в десятом) часу вызывает необходимую ему форму для данного i -го объекта: на экране появляются данные, например, в таком виде:

Часы	Электростанция		Переток №1	Переток №2	Потреб- ление	Потери мощности
	№1	№2				
8	390	150	250	500	768	12
9	380	140	200	400		
10	360	∇	350			

Для отражения тенденции на экране приводятся данные не только за последний, но также и за два предыдущих часа (9-й и 8-й). Предположим, что электростанция № 1 оборудована системой ТИ, а у электростанции № 2 ее нет. Данные по электростанции № 1 уже внесены в таблицу автоматически и маркер (значок ∇) показывает то место, откуда нужно начать вводить информацию вручную. Диспетчер записывает в данную графу информацию о нагрузке второй электростанции, принятую по телефону. Пусть это мощность 130 МВт. Он вводит информацию вручную, последовательно нажимая клавиши 1, 3, 0. При наборе каждой цифры маркер автоматически перемещается на один

разряд вправо. Мощность перетока № 1 получена автоматически, и диспетчер проходит ее, последовательно перемещая маркер. Далее он вносит вручную данные по перетоку № 2. На этом введение данных по десятому часу закончено, и диспетчер фиксирует это специальной клавишей конца срока. Информация перезаписывается на диск. После заполнения последней формы проводится дорасчет ряда необходимых режимных параметров (например, суммарного потребления электроэнергии или потерь мощности в сетях) и полностью сформированная строка суточной ведомости отображается на экране, печатается на АЦПУ и заносится для хранения на диск. Проверяется, все ли часы суток просмотрены, организуется необходимый дорасчет данных, печать суточной ведомости, ее хранение и переход к следующим суткам.

Некоторые дополнительные возможности. В процессе работы у диспетчера может возникнуть потребность изменения данных какого-либо из уже прошедших часов (например, получены расчетные данные, изменяющие величину какого-либо перетока). Для этого, "листая" назад суточную ведомость или интересующую диспетчера форму, он находит нужный час, изменяет его и возвращается к текущему часу. Программа производит все необходимые дорасчеты и вносит исправления. Если вводимая диспетчером информация нужна не для одного, а для различных отчетных документов, то эта информация заносится однократно и автоматически вводится во все отчетные формы.

Требования адаптивности системы. Система обработки телеинформации должна допускать изменение форм документов или введение новых форм, если это нужно. Она должна иметь резервы для расширения, т.е. быть адаптивной, приспособляющейся к изменению внешних условий системой.

Сбор и передача алфавитно-цифровой информации. Кроме передачи оперативной информации в АСУ передается алфавитно-цифровая информация: ведомости (таблицы), приказы, инструкции и другая информация.

Аппаратура передачи данных. Для повышения достоверности и скорости передачи алфавитно-цифровой информации в автоматизированных системах управления используется аппаратура передачи данных (АПД).

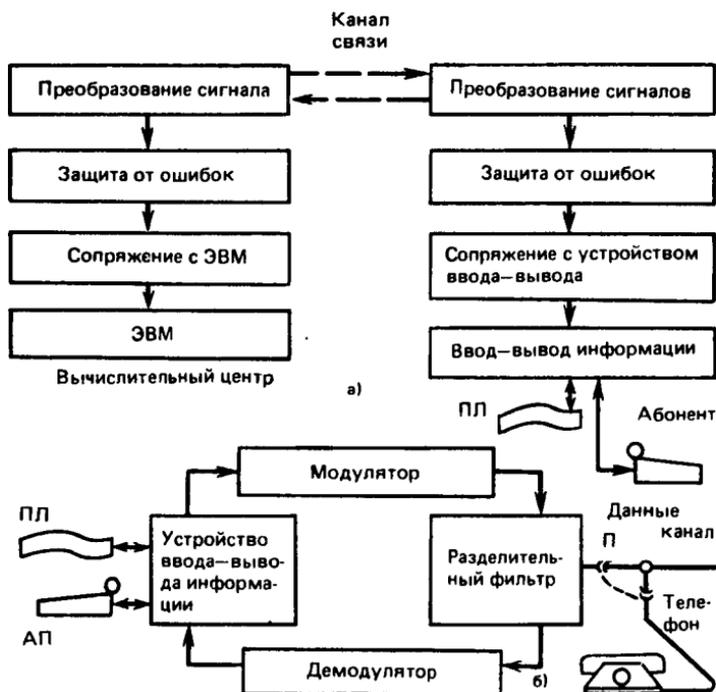


Рис. 3.8. Схема организации связи абонентского пункта с ЭВМ:
 а – схема соединения абонента с ВЦ; б – схема стационарного модема

Схема организации связи абонентского пункта с ЭВМ показана на рис. 3.8. АПД состоит из двух полукомплектов. В полукомплект входит устройство преобразования сигнала в вид, наиболее пригодный для передачи информации по каналу связи данного типа, и затем повторного преобразования после приема сигнала. Преобразование сигнала (модуляцию) и последующее обратное преобразование (демодуляцию) производит специальное устройство – модулятор-демодулятор, или, сокращенно, модем. В схему связи входит также устройство защиты от ошибок (аппаратное или программное) и устройство сопряжения (согласования).

В качестве конечного устройства используют дисплей. Информация, подготовленная на экране дисплея, передается в АПД. Есть возможность прямого ввода информации от АПД в ЭВМ. В этом случае АПД становится практически удаленным абонентским пунктом ЭВМ.

Ближайшим этапом развития системы сбора является создание сети абонентских пунктов (АП), связанных с центральной ЭВМ каналами связи. Начат выпуск широкой номенклатуры АП для работы с ЭВМ от простейших до сложных терминалов с ЭВМ. Устройством ввода-вывода информации могут служить алфавитно-цифровое устройство печати или, например, пишущая машинка, устройство ввода с перфолент, экран оператора или датчики сигналов.

Для установления связи используется телефонный аппарат. Вызов осуществляется вручную или автоматически – вычислительной машиной. После установления связи переключатель П переводится из положения Телефон в положение Данные и проводится передача или прием информации. Для удобства представления телефонный канал разделяется на два канала: по одному каналу (прямому) передаются данные от абонента к ЭВМ, по другому – в обратном направлении. Скорость передачи данных по каналам может быть различная. Нуль и единица имитируются посылками различной частоты.

Для устранения ошибок при передаче информации используются аппаратные средства или дополнительная (избыточная) информация. Для повышения достоверности передаваемую информацию разбивают на блоки. Способы контроля достоверности информации весьма разнообразны.

Отечественной промышленностью выпускается АПД разных типов. В состав АПД входят приемник и передатчик для двухстороннего обмена в полудуплексном режиме по коммутируемому и некоммутируемому телефонным каналам со скоростями 600 и 1200 Бод. Кроме прямого канала для работы АПД необходим обратный низкоскоростной канала (75 Бод).

Вопросы для самопроверки

1. Нарисуйте структурную схему ЕС ЭВМ.
2. В чем отличие селекторного канала ЭВМ от мультиплексного?
3. Припомните наиболее часто употребляемые внешние устройства ЭВМ.
4. Какова роль устройства телеобработки данных в энергетике?
5. В чем вы видите основное отличие мини-ЭВМ от машин Единой системы?

6. Какие наиболее важные субкомплексы потребуются для создания комплекса технических средств АСУ энергосистемы?

7. Почему микроЭВМ нашли такое широкое применение в энергетике? Устраивает ли вас классификация микроЭВМ, приведенная в этой книге?

8. Существует такое мнение, что применение персональных ЭВМ для управления малоэффективно, если эти ЭВМ не объединены общей сетью. Почему это так?

9. Как вы себе представляете сеть ЭВМ, выполненную в виде моноканала? Есть ли другие способы образования сети ЭВМ?

10. Нарисуйте и попытайтесь осмыслить иерархию следующих понятий: реквизит, запись, высказывание, массив, база данных, банк данных.

11. Как организован циклический опрос датчиков?

12. Зачем требуется сглаживать информацию?

13. Что дает сжатие информации? Как оно организуется?

14. Удовлетворил ли вас описанный в книге алгоритм сигнализации отклонений параметра от его допустимого значения?

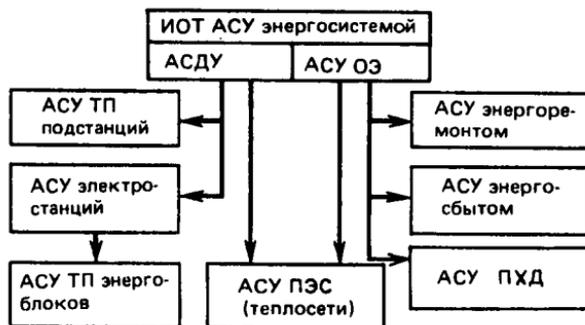
Глава четвертая

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЕЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

4.1. Организация АСУ ЭЭС и комплекс технических средств АСУ

Автоматизированная система управления энергосистемой – сложная система. Она включает АСУ электростанций, предприятий электрической сети (ПЭС), предприятий тепловой сети (ПТС), АСУ ТП крупных блоков, АСУ ТП подстанций. АСУ энергосистемой решает задачи как технологического, так и организационного управления и является интегрированной организационно-технологической АСУ (ИОТ АСУ). В АСУ выделяются две основные части (рис. 4.1): автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) и АСУ организационно-экономического управления (АСУ ОЭ). В состав АСУ ОЭ входят уже известные нам АСУ: Энергоремонт, Энергосбытом, производственно-технологического управления.

Рис. 4.1. Структура интегрированной организационно-технологической АСУ энергосистемой



Оперативное и организационное управление. ОАСУ "Энергия" решает задачи организационного и технологического управления. Это повлияло на структуру комплекса технических средств (КТС). В КТС АСУ входят две группы устройств, выполняющих разные функции. Часть КТС участвует в оперативном диспетчерском управлении, она носит название оперативно-информационного комплекса (ОИК).

Вторая составляющая КТС АСУ – вычислительный комплекс (ВК). Он предназначен для решения, главным образом, плановых, в том числе и оптимизационных задач. В ВК решаются перспективные диспетчерские и хозяйственные задачи, в ОИК – информационные и оперативные технологические задачи. ВК решает задачи организационного управления, а ОИК – технологического:

$$\text{КТС АСУ} = \text{ВК} + \text{ОИК}.$$

Комплекс технических средств. Рассмотрим предварительно КТС АСУ энергосистемы (рис. 4.2). Информация с датчиков (Д) объекта управления через устройства телемеханики (УТМ) поступает на группу малых машин ЭВМ 1 и ЭВМ 2, составляющих ОИК.

Часть информации, принятая по телефону или с документа, вводится вручную с дисплея оператора ОП. После обработки она выдается на дисплей, на щит управления (Щ).

Другая часть информации, собираемая вручную или получаемая с первичных документов, поступает в машину ВК – ЭВМ 3 через устройство подготовки данных (УПД), где осуществляется ручной перевод информации с первичного документа на машинные носители (перфокарты, перфоленты, магнитную ленту). На эту же группу ЭВМ подается информация с удален-

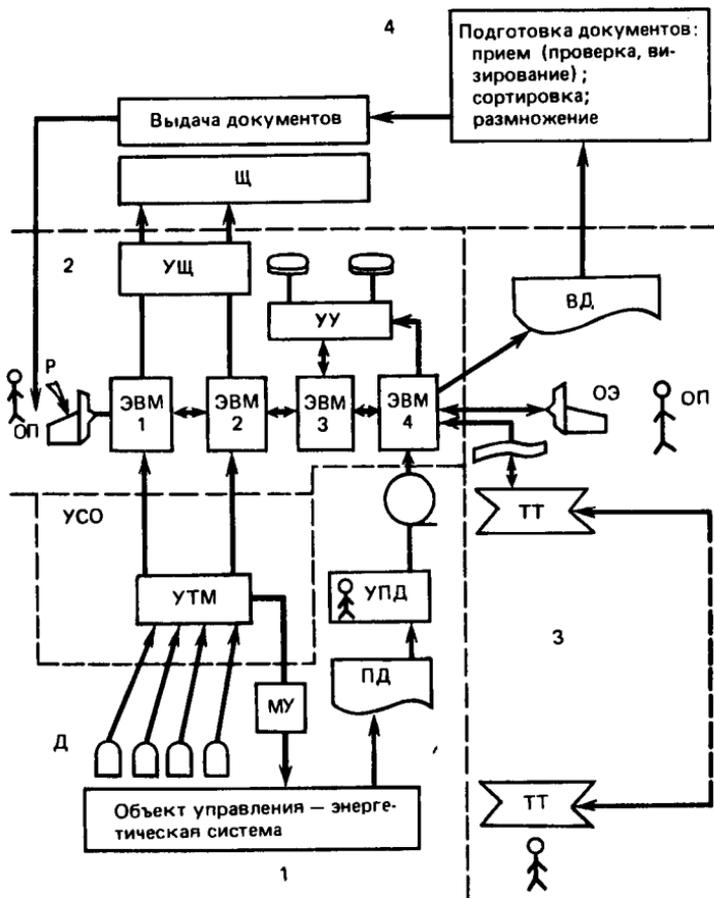


Рис. 4.2. Комплекс технических средств АСУ ЭЭС:

1 – система сбора, подготовки и передачи информации; 2 – система обработки информации; 3 – система выдачи и отображения; 4 – система документооборота; Д – датчики; ОП – оперативный персонал; ОЭ – экран; ТТ – телетайп; УПД – устройство подготовки данных; УСО – устройство связи с объектом; Р – ручной ввод данных, принятых по телефону; МУ – местное управление; ПД и ВД – первичный и вторичный документы; УЩ – управление щитом; Щ – щит управления

ных объектов через телетайпные аппараты (ТТ). Выдаваемая ЭВМ 3 или ЭВМ 4 информация принимается (проверяется и визируется), сортируется по назначению и после размножения передается для пользования персоналу энергосистем (вторичные документы). Одновременно с помощью ЭВМ 3 организуется архив на машинных носителях.

Составные части КТС. Комплексы ОИК и ВК состоят из трех групп устройств:

сбора, передачи и подготовки информации;
переработки информации с помощью вычислительных средств;

выдачи и отображения информации оператору.

В ВК дополнительно можно выделить четвертую группу устройств, связанных с подготовкой и оформлением машинных документов, – систему документооборота.

Если с помощью ОИК осуществляется прямое цифровое управление, то должны быть и устройства выдачи сигналов управления (исполнительных сигналов) от ОИК на управляемые объекты¹.

Оперативно-информационный комплекс работает в реальном масштабе времени. Осуществляет автоматический ввод и обработку телемеханической и алфавитно-цифровой информации (дисплеями, табло, приборами и мнемосхемами диспетчерского щита), регулирует частоту, перетоки мощности, напряжения и др.

Требования к КТС ОИК. Требуются высокая надежность ОИК и максимально возможная автоматизация ввода информации. Нужна простая и удобная система общения диспетчера с ОИК с помощью специальной диалоговой системы для ввода новой и корректировки имеющейся информации, запуска и сопровождения задач оперативного управления. Обычно выделяют четыре группы задач: оперативный контроль и управление энергообъектом, диалог персонала с ЭВМ, плановые расчеты (производятся на ВК) и тренировка персонала – использование резервной ЭВМ ОИК как тренажера.

Должна быть обеспечена жизнеспособность системы и резервирование основных функций управления: программы обнаружения неисправностей и сбоев, переключение (лучше автоматическое) щита и терминалов на резервную ЭВМ, перезагрузка операционной системы при переключениях, перераспределение функций между ЭВМ.

Предусматривается автоматическое от ЭВМ и ручное через ЭВМ управление отображением на щите управления (параметры, управление мнемосхемой), автоматическое формирование

¹ Такой комплекс называется оперативным информационно-управляющим комплексом – ОИУК.

сообщений на табло (о нарушениях пределов, об отключениях элементов, обобщенные сообщения и др.). Должен выполняться контроль вводимой телеинформации с учетом ее физического смысла и связи параметров между собой и проводиться анализ ситуации по этим данным. ОИК должен развиваться – новые программы, развитие сервиса, творческое использование опыта работы.

4.2. Основные типы ОИК

Современный ОИК – многомашинная (многопроцессорная) система. Чаще применяется двух-, трех- и четырехмашинный комплекс (рис. 4.3). Для обеспечения высокой живучести все КТС имеют избыточность по мощности (резервирование).

Двухмашинный комплекс. Он различается по типу ЭВМ (одинаковые, разные), по режиму их работы (работают синхронно обе ЭВМ, одна находится в резерве холодном или горячем, выполняют разные функции).

Рассмотрим ИВК на двух ЭВМ, функции между которыми распределены таким образом, что одна ЭВМ (предвключенная) занята обработкой поступающей телеинформации, другая (основная) управляет диспетчерским щитом и организует диалог с оперативным персоналом (рис. 4.3, а). Для повышения надежности предвключенная ЭВМ должна иметь дисплей и возможность ручного (через ПВ ЭВМ) управления щитом. Это будет резервировать отказ основной машины. При отказе предвключенной ЭВМ предусматривается дополнительный ввод телеинформации в основную ЭВМ.

Стыковка телемеханики с ЭВМ осуществляется через специальные каналные адаптеры (согласователи). Управление щитом происходит через модули выдачи сигналов управления. В качестве основной машины обычно используется мини-ЭВМ, в качестве предвключенной – микроЭВМ, имеющая согласованную с основной ЭВМ архитектуру и систему команд (например, пара СМ-1420 + СМ-1810).

Если ОИК выполняется на двух одинаковых ЭВМ (рис. 4.3, б), то для повышения надежности ЭВМ могут работать синхронно. Выдача информации из ЭВМ к управляемому объекту, средствам отображения или к ЭВМ другого уровня происходит лишь при совпадении выходной информации обеих ЭВМ. Это повышает надежность управления. Эффективность использования ЭВМ можно повысить, если одна ЭВМ (первичная) управ-

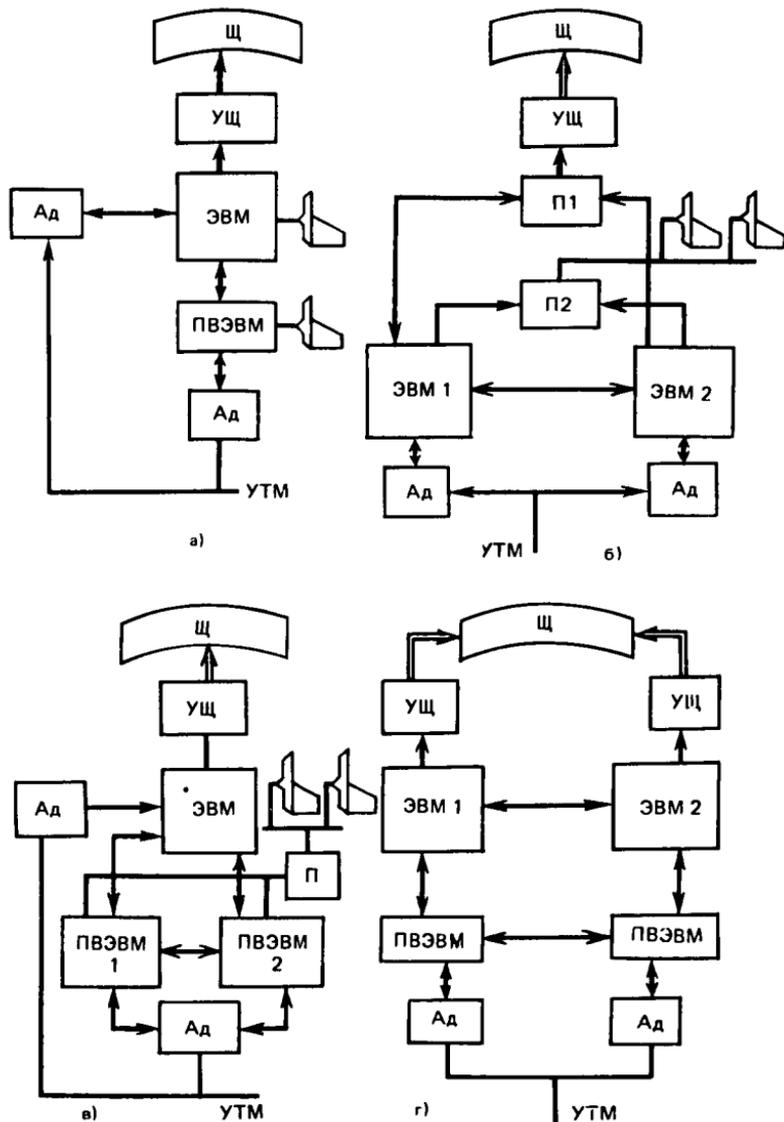


Рис. 4.3. Основные типы ОИК:

а – двухмашинный с предвключенной ЭВМ; б – двухмашинный с одинаковыми ЭВМ; в – трехмашинный; г – четырехмашинный; ПВЭВМ – предвключенная ЭВМ; Ад – канальный адаптер или устройство сопряжения; Щ – диспетчерский щит; П – переключатель; УЩ – управление щитом; УТМ – устройство телемеханики

ляет технологическим процессом, а вторичная находится в горячем резерве и используется для отладки новых программ или для решения плановых задач. При работе вторичная и первичная ЭВМ все время обмениваются сигналами. Прекращение поступления сигналов от первичной ЭВМ говорит о неисправности. Происходит автоматическое переключение управления на вторичную машину.

При использовании вторичной ЭВМ в момент существенных переделок программного обеспечения, или при использовании ее в качестве тренажера, или при ее ремонте автоматика ввода ее в работу отключается (ЭВМ находится в холодном резерве). Одновременно с включением в работу вторичной ЭВМ на нее должны переключаться дисплеи и устройства управления щитом.

В трехмашинном комплексе с предвключенными ЭВМ (рис. 4.3, в) режим предвключенных ЭВМ может быть синхронным или с выделением ведущей ЭВМ. Для повышения надежности дисплеи должны быть и на предвключенных ЭВМ. Управление щитом может быть как от основной, так и от предвключенных ЭВМ или даже от дополнительной специально для управления щитом. Ввод телемеханики в основную ЭВМ обычно не предусматривается, хотя это мероприятие несколько повышает надежность системы.

Четырехмашинный комплекс (рис. 4.3, г) иначе называется двойной дуплексной схемой. Он состоит из двух пар ЭВМ (основной и предвключенной), связанных через каналы. Обе пары машин могут работать синхронно, либо одна пара может находиться в резерве. Иногда четырехмашинные комплексы связывают через каналы еще и диагональными связями (основная первой пары с предвключенной второй и, наоборот, основная второй пары – предвключенная первой). В этом случае комплекс сохраняет высокую работоспособность при отказах ЭВМ.

Общее поле памяти. Для эффективного резервирования работы ОИК необходимо, чтобы рабочие и резервные ЭВМ имели доступ к одинаковым базам данных. Это может быть получено межмашинным обменом или использованием обеими ЭВМ общего поля памяти (оперативной или внешней). Межмашинный обмен осуществляется при малых расстояниях между ЭВМ в параллельном коде с высокими скоростями или в последовательном коде с использованием аппаратуры передачи данных при значительном удалении ЭВМ друг от друга.

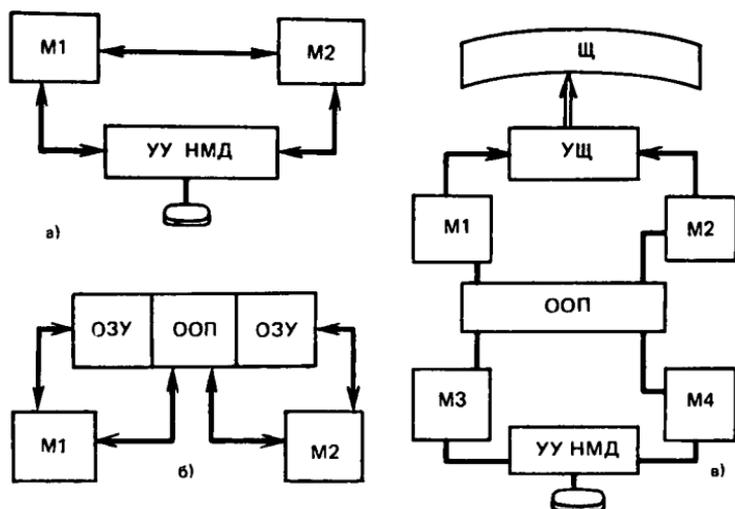


Рис. 4.4. Работа ЭВМ на общее поле памяти:

а – внешней; *б* и *в* – оперативной; *ОП* – общее поле памяти; *Щ* – диспетчерский щит

Работа ЭВМ на общее поле внешней памяти (рис. 4.4, *а*) осуществляется путем использования общих дисководов двумя ЭВМ. Два выхода на устройство управления дисками позволяют подключать к ним селекторные каналы обеих ЭВМ. Каждая из них может обращаться для чтения и записи информации из любого дисковода. Такая же возможность есть и для магнитных лент.

Более эффективна работа ЭВМ на общее поле оперативной памяти. Каждая из двух ЭВМ (рис. 4.4, *б*) имеет собственную оперативную память ОЗУ. Дополнительно выделяется общая оперативная память (ОП). В ней размещаются разделы (транзитные области), доступные обеим ЭВМ. Обращение к ОП должно происходить по быстрому каналу. На рис. 4.4, *в* приведена схема четырехмашинного комплекса с ОП. Общая оперативная память упрощает организацию связей между ЭВМ: становятся ненужными диагональные связи между машинами.

Вычислительный комплекс. Если ресурсов ОИК не хватает для всех необходимых задач организационного управления, то устанавливаются дополнительные ЭВМ специально для их решения. Эти машины образуют вычислительный комплекс.

Ранее для этого использовали вычислительные машины Единой системы. Однако устанавливать две группы разнородных ЭВМ вряд ли целесообразно как по их обслуживанию, так и по снабжению запасными частями. Современные мини-ЭВМ по своим вычислительным возможностям приближаются к большим машинам ЕС ЭВМ и позволяют комплектовать парк однородных машин, объединяющих функции ОИК и ВК.

4.3. Межуровневый обмен информацией в энергосистеме

Создаются три системы межуровневого обмена информацией: 1 – нижний уровень управления – предвключенные ЭВМ; 2 – верхний уровень управления – основные ЭВМ; 3 – межмашинный обмен информацией между предвключенными и основными ЭВМ. Благодаря межуровневому обмену информация сразу вводится в те ЭВМ, которые ее обрабатывают.

Обмен с верхним уровнем – обмен производственно-статистической и режимно-технологической информацией большого объема с циклом сутки и более. Это главным образом данные для управления производственно-хозяйственной деятельностью – данные о движении и запасах топлива, выработке электроэнергии, удельных расходах, технико-экономических показателях работы электростанций, исходные и результирующие данные по режимным расчетам, выполняемым большими ЭВМ.

Обмен с нижним уровнем – обмен информацией, используемой в малых ЭВМ. Обмен производится небольшими массивами с циклом до суток. Это почасовые данные суточной ведомости, информация об изменении состояния оборудования и др. Телеинформация, поступающая от УТМ в малую ЭВМ, обрабатывается с использованием методов сжатия; передаются лишь полезная информация и существенно меняющиеся параметры.

Приемная машина может запросить у передающей подробную информацию, например циклическую передачу выбранных параметров или информацию о состоянии индивидуальных выключателей одного из энергообъектов. Для подключения каналов связи к большим ЭВМ применяются мультиплексоры передачи данных – МПД. Их можно подключить к каналам двух вычислительных машин, которые будут пользоваться ими по очереди. С помощью МПД обеспечивается обмен информацией между ЭВМ, установленными на разных уровнях управления, а также между ЭВМ и удаленными абонентскими пунктами (АП).

4.4. Сбор информации и подсистемы АСУ ЭЭС

Для уменьшения объемов информации, подлежащих обработке на ВЦ энергосистемы, и упорядочения потоков данных в энергосистемах создаются иерархические структуры сбора и обработки организационно-экономической информации. Первичная обработка значительной части информации производится на местах ее возникновения – на энергообъектах. Там создаются пункты сбора, первичной обработки и передачи данных.

В энергосистемах организуются периферийные пункты двух типов: первичные и опорные (филиалы ВЦ энергосистемы). На первичных пунктах производятся прием, первичная обработка документов, контроль и исправление ошибок, перенос информации на машинные носители, передача информации в опорный пункт или непосредственно в ВЦ энергосистемы и местная обработка части поступившей информации. На опорных пунктах производятся прием информации от первичных пунктов и передача ее в ВЦ энергосистемы, местная обработка части поступившей информации с выдачей сводных данных в ВЦ и результатов на первичные пункты.

Структура системы сбора и обработки информации определяется с учетом административного деления территории, обслуживаемой энергосистемой, удаленности энергообъектов от ВЦ энергосистемы, масштабов и числа предприятий, входящих в состав энергосистемы, наличия каналов связи.

Периферийные пункты оснащаются простейшими вычислительными машинами, опорные пункты – ЭВМ средней производительности. При создании АСУ энергообъекта целесообразно совмещать технические средства для выполнения функций как АСУ объекта, так и периферийного пункта.

Подсистемы АСУ ЭЭС. В разных ЭЭС число подсистем, их названия и набор решаемых задач существенно различны. Имеется достаточно широкий набор подсистем АСУ этого класса, из которого разработчик может выбрать те или иные первоочередные подсистемы: автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ), управление сбытом электрической и тепловой энергии (подсистема Энергонадзор), подсистемы энергоремонта, управления производственно-технической деятельностью, технико-экономического планирования, перспективного развития (перспективного планирования), управления материально-техническим снабжением оборудованием и материалами, снабжения топливом, управления транспортом и перевозками, труда и кадров, бухгалтерского учета, управления финансами, управления качеством, управления капитальным строительством, организационно-распорядительная подсистема.

Энергосистема является заказчиком по капитальному строительству, но в состав АСУ ЭЭС подсистема управления строительством включается редко. Это затрудняет сбор информации и управление ходом капитального строительства со стороны энергосистем.

4.5. Автоматизированная система диспетчерского управления

Автоматизированная система диспетчерского управления в настоящее время необходимое средство управления большими системами энергетики. Она обеспечивает управляемость

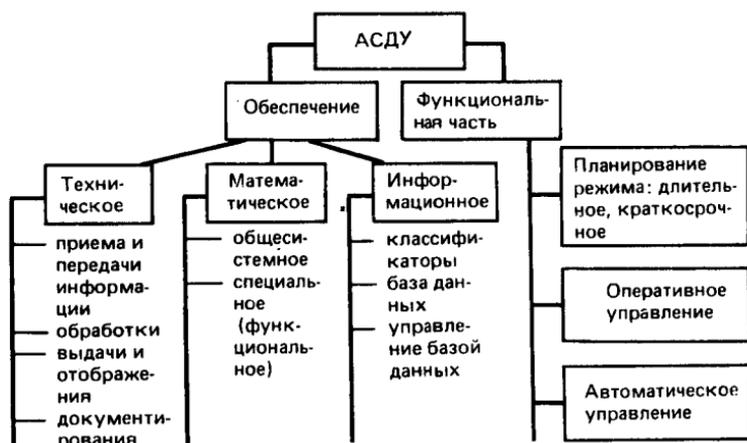


Рис. 4.5. Структурная схема АСДУ

такой системой с помощью оперативного сбора существенной для управления диспетчерской информации, ее своевременной обработки и представления диспетчеру в наиболее удобном виде. АСДУ обеспечивают ведение оптимальных режимов в больших объединениях и повышают надежность энергоснабжения.

Структура, задачи и взаимодействие уровней. АСДУ автоматизирует планирование и организацию диспетчерского управления. При проектировании АСДУ стремятся выдержать определенное единство, поскольку системы АСДУ должны взаимодействовать друг с другом. Выдерживается единство разных уровней управления – общий набор решаемых задач, единство методов решения этих задач, единообразное программное и информационное обеспечение.

Структурно АСДУ делят (рис. 4.5) на обеспечивающую и функциональную части. Функциональная часть – это функции, выполняемые АСДУ, решение задач планирования режима (длительного и краткосрочного), оперативного управления и, наконец, автоматического управления.

Техническое, математическое и информационное обеспечение составляют обеспечивающую часть АСДУ. Техническое обеспечение – это уже известный нам ОИК или ОИУК. Он включает в себя устройства приема и передачи диспетчерской инфор-

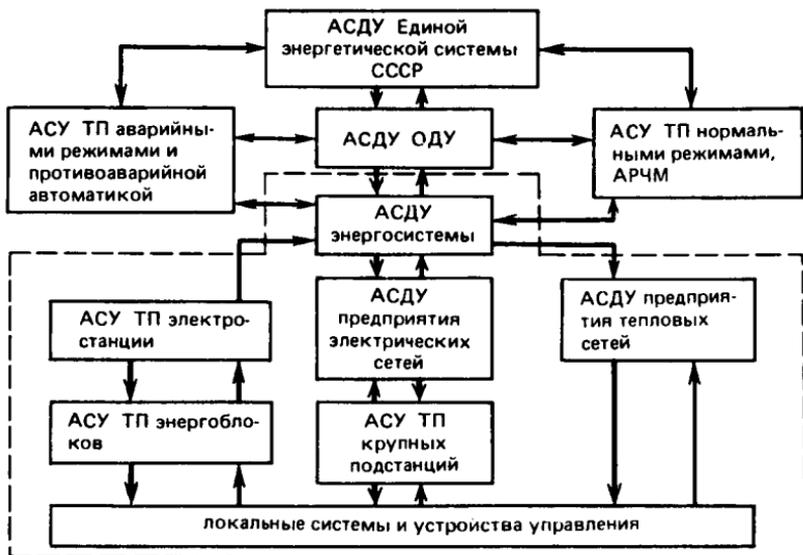
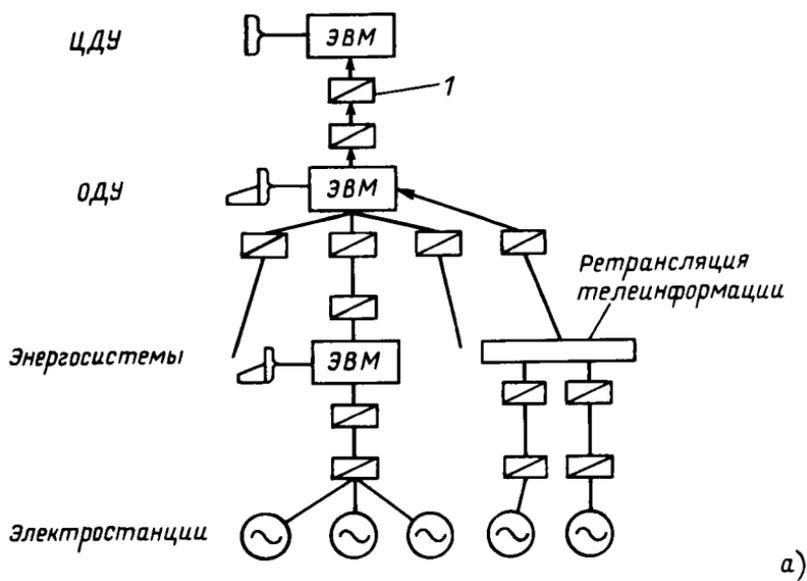


Рис. 4.6. Уровни управления и подсистемы АСДУ

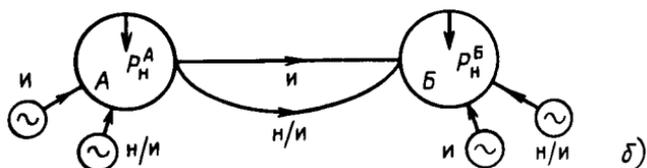
мации, ее обработки и выдачи в виде документа или отображения на экране.

Математическое обеспечение включает в себя общесистемное обеспечение (операционная система, ее расширение) и специальное программное обеспечение, которое и реализует функциональные задачи. Информационное обеспечение включает в себя классификаторы информации, базы (банки) данных и выходные массивы, сформированные под заданное требование или под тот или иной выходной документ. АСДУ пронизывает все уровни управления (рис. 4.6), и обычно ее функции делятся на управление нормальными и аварийными режимами. Рассмотрим задачи АСДУ.

Контроль баланса мощности. Покрытие пиков нагрузки в Единой энергосистеме СССР требует больших усилий по управлению генерацией и потреблением, жесткого соблюдения лимитов и дисциплины потребления, жесткой дисциплины генерации. Необходим централизованный приборный контроль генерации и потребления – приборный контроль баланса мощности. Рассмотрим (рис. 4.7) организацию такого контроля на примере двух энергосистем А и Б. Примем для определенности, что А яв-



а)



б)

Рис. 4.7. Организация оперативного контроля баланса мощности:

а – сбор телеинформации о балансе мощности в ЕЭС СССР; б – составляющие баланса двух систем: А и Б; 1 – полукомплект устройства телемеханики; и, н/и – измеримые и неизмеримые параметры; P_n^A и P_n^B – нагрузка систем А и Б

ляется избыточной, а Б – дефицитной энергосистемой. Баланс мощности любой из этих систем можно записать так:

$$P_n = P_r \pm P_c,$$

где индексы обозначают: н – нагрузка; г – генерация; с – сальдовый (итоговый или результирующий) переток.

В такой записи потери в сети относятся к нагрузке и отдельно не выделяются. Для контроля баланса используются телеизмерения двух составляющих баланса – генерации и перетока. Однако не все мощности электростанций и не все мощности соединительных линий оснащены телеизмерениями. Контро-

лирование баланса мощности приходится при неполной информации. В этом одна из главных трудностей контроля баланса мощности.

Выход из положения найден в замене неизмеримых величин их плановыми значениями. Плановые значения рассчитываются заранее при оптимизации предстоящего суточного режима. Они могут относиться не к конкретной отдельной станции, а к группе мелких и средних станций и задаются в виде графика нагрузки на каждый час. Такие же плановые значения устанавливаются и для сальдовых перетоков, что позволяет вычислить генерацию и переток для станции и линий, не оборудованных телеизмерениями. Часовые значения нагрузки вводятся в ОИК и пересчитываются в поминутный график изменения мощности, поскольку баланс контролируется поминутно.

Может случиться, что реальный график будет отличаться от планового. Тогда диспетчер вручную вводит дополнительно к плановому графику еще и расхождение – размер коррекции. Баланс в этом случае имеет такой вид:

$$P_H = P_{г}^{и} + P_{г}^{пл} \pm P_{г}^{кор} \pm P_{с}^{и} \pm P_{с}^{пл} \pm P_{с}^{кор},$$

где верхние индексы означают нагрузки: и – измеримую; пл – плановую; кор – скорректированную.

Плановая и скорректированная величины сохраняются для достаточно длительных интервалов времени. В этом случае измерения показывают тенденции изменения нагрузки в энергосистеме и позволяют принимать оперативные меры при изменениях в режиме нагрузки или генерации. Для контроля баланса мощности используется многоуровневая система сбора информации. Баланс мощности контролируется на трех уровнях: энергосистема, ОДУ и ЦДУ Единой энергосистемы.

Другие задачи АСДУ. При длительном планировании в АСДУ решаются задачи прогнозирования на предстоящий период электро- и теплотребления, производится оптимизация длительных режимов сработки – наполнения водохранилищ ГЭС, планируется капитальный и средний ремонт оборудования. Все это – задачи оптимизационные.

Решаются и расчетные задачи, такие, как обработка ретроспективы – анализ прошлых режимов работы системы. При анализе можно исследовать целесообразность работы разного рода автоматических устройств, проанализировать отклонение режима от оптимального и выявить причины такого отклонения.

Проводится расчет нормального режима работы электрической сети в плановых режимах, в том числе и ремонтных схем, расчеты токов короткого замыкания и уставок автоматических

и защитных устройств. При краткосрочном планировании составляется оптимальный график нагрузки на сутки вперед, проводятся учет заявок на ремонт, расчеты нормальных режимов, токов короткого замыкания и уставок релейной защиты и автоматики.

В оперативном управлении контролируется баланс мощности, выработка и потребление энергии, решаются задачи по предотвращению аварий, контролируется состояние противоаварийной автоматики.

При возникновении аварии ОИК должен оказывать помощь диспетчеру в составлении модели аварии (что произошло?), для чего он должен автоматически представлять оператору наиболее наглядную и наиболее существенную информацию и помогать в ликвидации аварии (что нужно сделать?). Все это говорит о том, что информационные задачи в АСДУ принадлежат к числу наиболее важных задач.

Набор этих задач нам уже известен: сбор информации с контролем исправности измерительных каналов, первичная обработка и формирование массивов режимных параметров, сигнализация об отклонениях параметров и регистрация этих отклонений, составление суточной ведомости и выдача справок, проведение ретроспективного анализа, расчет технико-экономических показателей (ТЭП) работы энергосистемы или энергообъединения.

Все чаще начинает применяться прямое цифровое управление частотой и потоками активной мощности, работой противоаварийной и режимной автоматики.

Перспективы развития АСДУ. Развитие АСДУ предполагается в направлении создания автоматической системы управления, когда большинство операций будет выполняться автоматически без участия оператора—диспетчера. Это очень важно, поскольку электрические процессы протекают быстро. Будет создана единая сеть АСДУ с единой информационной базой, в дальнейшем с базой знаний — единая сеть передачи данных. Появятся новые подсистемы АСДУ, такие, как подсистема технической диагностики состояния Единой энергосистемы, подсистема оперативной оценки надежности электрооборудования. Последняя подсистема будет в темпе процесса моделировать возможные отказы элементов системы энергоснабжения и готовить мероприятия по введению режима в допустимую область при этом нарушении режима. Дополнительно создается подсистема коррекции оптимального режима. В ней заранее планируется оптимальная реакция распределения нагрузки между районами при единичном отклонении режима от планируемого значения нагрузки.

Создается подсистема контроля за нагрузкой потребления и управления потреблением в условиях дефицита мощности или энергии.

Предполагается заметное повышение интеллектуального уровня АСДУ – создание адаптивных советчиков диспетчера, применение экспертных систем и адаптивных тренажеров персонала с использованием ЭВМ.

Важное направление совершенствования АСДУ – создание помехоустойчивых методов управления и программ повышенной надежности. Помехоустойчивые методы могут иметь несколько уровней решения одной и той же диспетчерской задачи разными методами и с разной точностью, зависящей от допустимого времени решения и имеющейся информации.

Предполагается все более тесное сращивание функций АСДУ и противоаварийной и режимной автоматики, контроль и автоматическая перестройка уставок ПА в зависимости от реально сложившейся ситуации в энергообъединении.

4.6. Автоматизированная система управления ТП ТЭС

Задачи АСУ ТП. Выделим главные задачи для АСУ ТП электростанций:

- контроль хода технологического процесса;
- стабилизация технологических и электрических параметров;
- программное управление (например, пуск и останов оборудования);
- оптимизация режима работы;
- диагностика оборудования;
- защита от аварий;
- оперативная связь с верхним уровнем управления;
- ведение документации.

Стадии внедрения АСУ ТП. Можно выделить четыре стадии внедрения АСУ ТП. Сегодня реально встречаются первая, вторая и третья стадии.

1. Машина-советчик. ЭВМ не включена в контур управления, все операции управления проводит человек-оператор. Это чисто информационная система.

2. ЭВМ – надстройка над существующими устройствами местного автоматического управления. Управление проводится путем изменения уставок местного автоматического управления (функциональных групп оборудования).

3. ЭВМ – надстройка над специально созданными цифровыми устройствами местного управления (например, над микроЭВМ, выполняющей функции местных регуляторов или контроллеров; эта схема начинает интенсивно развиваться).

4. Кибернетическая система, в которой происходит сращивание местных устройств управления с центральными процессорами в единую кибернетическую систему.

Классы АСУ ТП. Обычно выделяют несколько классов АСУ ТП, которые (кроме нулевого – программного управления станками и механизмами) зависят от числа регулируемых (регистрируемых) параметров: 1-й класс – до 20, 2-й класс – до 40, 3-й класс – до 100, 4-й класс – до 800 регулируемых параметров.

Более высокие классы АСУ ТП применяются для управления технологическим производством в целом: 5-й класс применяется, если в системе управления нет подчиненной ЭВМ, 6-й класс – если она есть (двухуровневая система управления).

АСУ ТП блоков и электростанций. Различают АСУ ТП блоков и АСУ ТП электростанций (АСУ ТЭС). В АСУ ТП блока входит

информационная система, или информационный комплекс (ИК), и вычислительный комплекс (ВК):

КТС блока = ИК + ВК.

Информационный комплекс (субкомплекс) выполняет функции централизованного контроля – сбора, первичной обработки и отображения информации о технологических параметрах процесса и о состоянии технологического оборудования. ИК осуществляет также сигнализацию состояния и регистрацию (печать) параметров технологического процесса.

Могут проводиться и операции автоматического управления. Важным моментом управляющей системы является организация взаимодействия ЭВМ с местными устройствами автоматического управления.

В ВК блока производится расчет технико-экономических показателей (ТЭП) хода технологического процесса, готовится информация для высших уровней управления. АСУ ТП блока служит информационной основой общестанционной АСУ ТЭС.

Типизация технических средств. Набор средств вычислительной техники, устанавливаемой на ТЭС, в настоящее время не типизирован. Используются как специализированные вычислительные машины, такие, как М-64 или М-60, так и универсальные ЭВМ: линия машин СМ-4 или СМ-2м.

Есть несколько общих моментов организации комплекса технических средств ТЭС, которые следует иметь в виду.

1. Типизация средств существенно облегчает эксплуатацию ВТ и повышает эффективность разработки, накопления и использования программных средств, эффективность использования персонала.

2. Применение специализированных ЭВМ, даже очень хорошо спроектированных для сбора и отображения оперативной информации с энергоблока, неудобно в эксплуатации, так как на станции кроме них обязательно будут использоваться и универсальные ЭВМ и придется обслуживать разнотипные ЭВМ.

3. Рекомендовать для всех ТЭС страны только одну типовую линию ЭВМ невозможно по условиям ограничений поставки оборудования.

4. Типовой комплекс технических средств должен быть увязан и просто стыковаться с микропроцессорной техникой, как устанавливаемой для АСУ ТП, так и входящей в состав комплектно поставляемой аппаратуры (измерительные системы, автоматические регуляторы, режимная автоматика и др.). Имеются ТЭС, на которых установлено несколько типов разных микропроцессоров, что усложняет эксплуатацию.

5. Структура ВТ ТЭС должна быть максимально приближена к технологической структуре управления выпуском продукции, и как правило, должна быть спроектирована по многоуровневой децентрализованной схеме сбора и представления информации и должна отражать децентрализованную многоуровневую структуру управления оборудованием блока.

В настоящее время есть две линии ЭВМ, пригодных для непрерывной работы и для обслуживания технологических процессов на электростанции – это линии СМ-2м и СМ-4. Напомним, что эти две линии, имеющие примерно одинаковые параметры по быстродействию и оперативной памяти, – это разные по архитектуре и не совместимые между собой ЭВМ, что затрудняет типизацию оборудования и программ. На ТЭС приходится выбирать одно из этих направлений.

Децентрализованная система вычислительных средств АСУ ТП ТЭС, ориентированная на линию СМ-2м. Можно использовать в качестве типового набора вычислительных средств вычислительную систему, ядром которой является ЭВМ СМ-2м или СМ-1210 либо какая-нибудь из последующих моделей этой серии. С этими ЭВМ сопрягаются два вычислительных субкомплекса: для сбора информации с объекта управления и выдачи на объект управляющих команд используется терминал вычислительной связи с объектом – ТВСО; для выдачи информации оператору энергоблока – специальный субкомплекс – автоматизированное рабочее место оператора-технолога – АРМОТ. К ТВСО подключаются датчики информации и управляющие цепи, к АРМОТ – дисплеи оператора, цифровые приборы, индикаторы щита управления, печатающие и другие устройства.

Оба субкомплекса используют для предварительной подготовки информации собственную микроЭВМ. Используется ЭВМ СМ-1634, программно совместимая с линией СМ-2м.

В ТВСО может быть реализовано до 30 типов каналов ввода-вывода сигналов. Общее число каналов связи с объектом в одном терминале может достигать 3000. ТВСО выпускается в заказных исполнениях, отличающихся составом и конфигурацией оборудования, программным обеспечением, ТВСО-1 имеет метрологическую аттестацию. Намечено серийное производство дублированных (двухмашинных) управляющих вычислительных субкомплексов ТВСУ-1 с двумя микроЭВМ. Благодаря полному резервированию всех устройств комплекс должен обладать повышенной надежностью. Возможны и другие типы ТВСО.

ТВСО обеспечивает ввод-вывод практически всех диапазонов, шкал и уровней аналоговых и дискретных сигналов, принятых в стране. Предусмотрено подавление промышленных помех.

Хотя емкость одного устройства ТВСО достаточно велика, бывает полезно установить несколько субкомплексов на одном



Рис. 4.8. Комплекс технических средств АСУ ТП ТЭС с децентрализованной системой сбора информации

крупном энергоблоке. Если блочная ЭВМ управляет не одним, а несколькими энергоблоками, на каждом из блоков используется свой ТВСО. Децентрализация сбора информации повышает автономность работы технологических агрегатов блока (блоков), приводит к резкому сокращению длины кабеля, соединяющего датчики с ЭВМ, и может оказаться экономически оправданной.

Итак, вычислительная техника, устанавливаемая на энергоблоке, содержит три уровня обработки информации (рис. 4.8). Первый – ТВСО, где происходит сбор информации с объекта, его предварительная обработка, укрупнение (сжатие) и выдача ее в ВК, в ядро системы на базе мини- или микроЭВМ, осуществляющую решение задач управления энергоблоком. Ядро – это второй уровень.

Решения, полученные в ядре системы, выдаются в микроЭВМ АРМОТ и отображаются в удобном для оператора виде. Это третий уровень. Отображение производится как по запросу оператора, так и без его участия, автоматически. Конструктивно тип ЭВМ всех трех уровней может быть разным и зависит от развития ВТ.

Однако этих уровней управления энергоблоком недостаточно. Нужно еще координировать работу всех блоков станции. Для этого устанавливается еще одна (или две) ЭВМ общестанционного уровня. Эта машина получает информацию от всех блочных мини-ЭВМ, обрабатывает поступившую информацию и представляет ее дежурному инженеру станции. Для выдачи информации используется уже известная нам техника АРМОТ.

Если электрическая станция велика и имеет в своем составе подстанцию высокого напряжения с дежурным персоналом, то на ней тоже может быть целесообразна установка вычислительной техники. В целях унификации на ней устанавливается та

же самая вычислительная техника, что и на блоке: набор АРМОТ – ЭВМ – ТВСО. Описанная здесь структура КГС АСУ может быть типовой для тепловой или атомной электростанции. Она внедрена на ряде электростанций страны.

Микрокомплекс технических средств. Если ТЭС имеет относительно небольшую мощность или речь идет о реконструкции старой электростанции с поперечными связями, то установка на ней мини-ЭВМ может оказаться нецелесообразной и экономически неоправданной. В этом случае можно использовать упрощенный КТС (микрокомплекс). Он также имеет ТВСО на нижнем уровне, АРМОТ для связи оператора с ЭВМ, но само ядро выполняется на базе микроЭВМ. Получается микромашинный вариант комплекса технических средств АСУ ТП ТЭС. При развитии можно дополнительно устанавливать мини-ЭВМ.

Система вычислительных средств АСУ ТП ТЭС, ориентированная на линию СМ-4. Структура комплекса напоминает уже описанную структуру. Это комбинация мини-ЭВМ СМ-4 (СМ-1420) или какая-либо новая модель, продолжающая эту линию, с микроЭВМ СМ-1810. Машины СМ-1810 и СМ-4 программно совместимы. Для организации отображения информации можно использовать ту же СМ-1810 (рис. 4.9,а).

Для малых ТЭС ядро системы может быть упрощено заменой СМ-4 на микроЭВМ СМ-1810. Для этой микроЭВМ разработаны специальные адаптеры, позволяющие прямо подключать к СМ-1810 практически любые устройства телемеханики, имеющие цифровой кодированный сигнал на выходе. Это позволит подключать к системе удаленные объекты (например, далеко расположенную подстанцию или насосную станцию), не устанавливая на ней вычислительную технику.

Для крупных ТЭС выделяются три уровня управления: модуль блочного уровня (МБУ), модуль очередного уровня (МОУ) (то, что выше мы называли ядром системы) и модуль станционного уровня (МСУ). Модуль блочного уровня выполняется на двух микроЭВМ, например на ЭВМ СМ-1810 или СМ-1300 или другой. Устройство связи с объектом УСО с помощью специального переключателя шины (ПШ) (рис. 4.9,в) подключено к шинам двух микроЭВМ. УСО должно допускать подключение всех необходимых датчиков. МОУ и МСУ конструктивно почти не отличаются и состоят из двух мини-ЭВМ, шины которых состыкованы через какое-либо устройство.

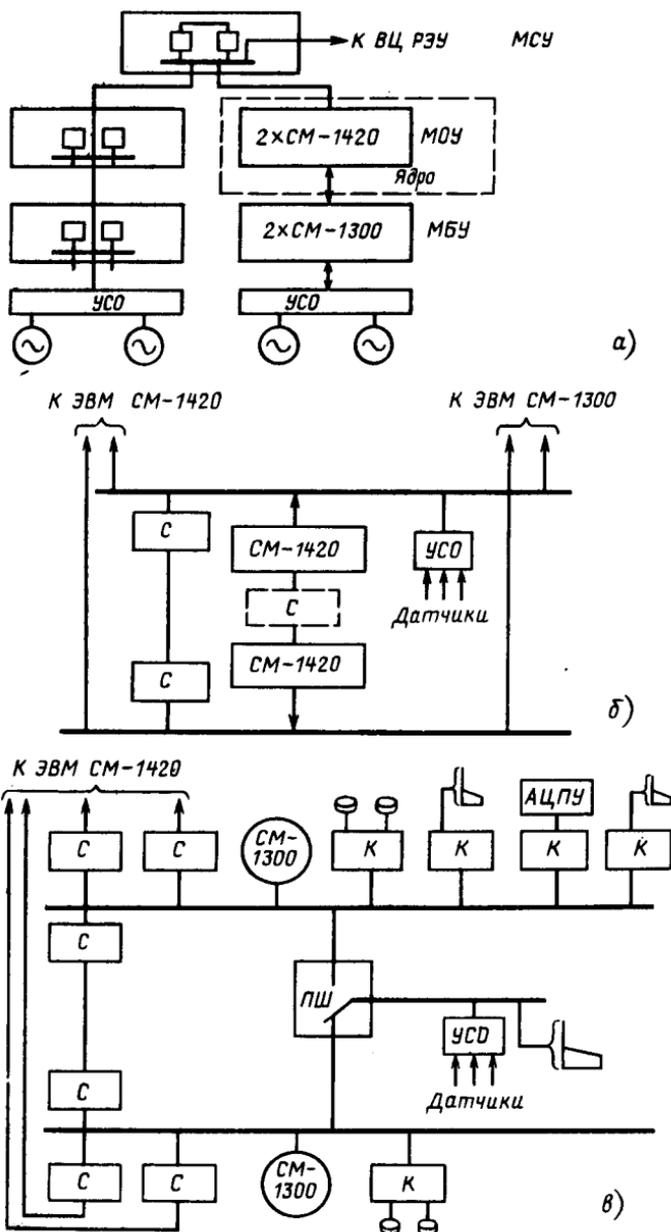


Рис. 4.9. Комплекс технических средств АСУ ТП крупной ТЭС, использующий СМ-1420:

а — схема комплекса; б — схема модулей станционного и очередного уровней; в — схема модуля блочного уровня; МСУ, МОУ, МБУ — модули станционного, очередного и блочного уровней; УСО — устройство связи с объектом; С и К — соответственно стыковочные устройства и контроллеры

4.7. Задачи АСУ ТП ТЭС

Рассмотрим более подробно перечисленные выше задачи АСУ ТП ТЭС.

Информационные задачи в АСУ ТП ТЭС нам уже известны (см. § 3.10). Коротко перечислим их. Проводится сбор информации с датчиков и ее первичная обработка: проверка точности и существенности измерения, сжатие информации и вычисление величины контролируемого параметра. Вторичная обработка включает контроль режимных параметров: контроль отклонения параметра от допустимых значений, сигнализация отклонения и регистрация (печать) глубины и продолжительности отклонения (часто называется регистрацией выбега параметра). Создается массив режимных параметров, который может характеризовать предаварийную ситуацию. Проводится осреднение режимных параметров за каждый 15-минутные и часовые интервалы. Формируются данные для суточной ведомости работы оборудования. Информационное обслуживание заканчивается автоматической регистрацией процессов работы оборудования в форме отчетных документов – суточной ведомости и документов месячного цикла.

Регистрация аварийных ситуаций (РАС). Важнейшая задача контроля работы оборудования проводится по типовому алгоритму для блоков, начиная с мощности 300 МВт. Цель – получить информацию о процессах возникновения, развития и ликвидации аварии, показать последовательность и режим работы оборудования блока, его автоматики и защиты, выделить действия персонала. РАС работает в заданном интервале времени (например, 10–15 мин до аварии, столько же после нее). Допускается наложение нескольких аварий при развитии процесса и их последовательная регистрация.

Регистрируются и выдаются на печать контролируемые при аварии параметры и значения контролируемых дискретных сигналов, процедуры с ключами управления. Все дискретные сигналы должны быть привязаны к астрономическому времени. Объем регистрации может достигать до 300 аналоговых параметров (в том числе до 20 с ускоренной фиксацией), 400 быстрых дискретных параметров и до 500 медленных.

Расчет технико-экономических показателей (ТЭП) работы блока или электростанции. Получаемая информация о режимных параметрах, осредненная за каждые 15 мин, используется для

расчета ТЭП. Расчет ТЭП – одна из важнейших задач АСУ ТП ТЭС. Разработаны типовые алгоритмы. Однако их применение к конкретным тепловым схемам блока встречает ряд трудностей. По существу, ТЭП каждой электростанции считается по собственному алгоритму и по собственной программе, хотя общие элементы алгоритма всегда присутствуют.

Программа рассчитывает набор ТЭП, определенный принятой формой статистической отчетности. Она содержит много показателей. Одними из наиболее важных для оценки качества работы являются удельный расход условного топлива на отпущенный или выработанный 1 кВт · ч электроэнергии и рабочая мощность станции.

Определение удельного расхода топлива. Удельный расход топлива определится по формуле

$$b_{уд} = B / (\mathcal{E} - \mathcal{E}_{с.н}),$$

где B – расход условного топлива; \mathcal{E} и $\mathcal{E}_{с.н}$ – соответственно выработанная энергия и расход электроэнергии на собственные нужды.

Значение \mathcal{E} и $\mathcal{E}_{с.н}$ можно определить по показаниям счетчиков электроэнергии, хотя и здесь есть ряд особенностей измерения. Значительно сложнее обстоит дело с измерением расхода топлива. Прямыми измерениями можно учесть расход жидкого или газообразного топлива. Расход пылевидного твердого топлива определяется расчетным путем. Он определяется через потери топлива, которые в свою очередь определяют по обратному балансу. В этом случае КПД котла

$$\eta = 100 - \sum q_i \text{ пот}; \quad \eta = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6,$$

где q_2 – сумма тепловых потерь с уходящими газами; q_3 – то же от химического недожога; q_4 – то же от механического недожога; q_5 – то же от потерь в окружающую среду; q_6 – то же с физическим теплом шлаков.

Наибольшая величина из них q_2 . Ее можно определить, зная температуру уходящих газов и их расход; q_3 и q_4 обычно определяются по данным химического анализа; q_5 считается постоянной для достаточно широкого диапазона условий работы котла; q_6 учитывается только для жидкого шлакоудаления и зависит от количества шлаков и их температуры, часто принимается постоянной.

Зная КПД котла, можно определить расход топлива за заданный интервал времени и рассчитать удельный расход топлива.

Алгоритм расчета ТЭП включает следующие моменты.

1. Определение абсолютных давлений сред: воды, пара или газа по показаниям датчиков.

2. Расчет термодинамических характеристик котла – удельных объемов, энтальпии, энтропии – по табличным значениям с использованием полученных показателей.

3. Вычисление расходов сред – введение поправок, осреднение по потоку. Используются тарировочные кривые мерных устройств.

4. Вычисления по технологическим формулам. Здесь важно учитывать реальную тепловую схему оборудования блока, его тепловой баланс.

5. Контроль достоверности, замена недостоверных величин и восстановление пропусков, если в какой-либо момент измерительная система не работала.

6. Осреднение показателей.

Расчет ТЭП состоит из первичной (стандартной) и вторичной (нестандартной) обработок. При всех расчетах используется общая информационная база. В нее поступает информация с датчиков. В базе хранятся числа (константы), расчетные формулы, стандартные таблицы. Работник, обслуживающий эксплуатацию задачи, должен иметь возможность корректировать данные базы или иметь доступ к числам, формулам, таблицам.

Первичная обработка информации заканчивается осреднением ее за 15 мин. Расчет ТЭП проводится по осредненным данным: накопление ТЭП за часовые и другие интервалы и выдача на печать. ЭВМ выдает управляющему персоналу и оперативные (неосредненные) ТЭП на каждый 15-минутный интервал.

Часть информации для расчетов ТЭП вводится вручную по данным лабораторного анализа, например данные о механическом недожоге топлива, его калорийности и др. Должна быть предусмотрена возможность оперативного ввода в ЭВМ этих данных, а сама ЭВМ должна контролировать периодичность обновления лабораторных анализов.

Анализ ТЭП. ТЭП являются отчетными данными. Использовать их для управления достаточно сложно. Для повышения эффективности управления на ЭВМ проводят анализ ТЭП. Назначение анализа – выявить оборудование, которое дает наибольшее ухудшение показателей, оценить личный вклад в формирование ТЭП того или иного работника эксплуатации. Покажем работу анализа ТЭП на примере анализа удельного расхода топлива. Будем различать два удельных расхода: фактический – индекс "ф" и нормативный, приведенный к фактическим условиям эксплуатации, – индекс "пр". Приведение должно проводиться по параметрам, не зависящим от деятельности персонала.

Рассмотрим разницу между приведенным и фактическим удельными расходами:

$$\Delta b = b_{уд}^{пр} - b_{уд}^{\phi}$$

Если она положительна, то на станции получена фактическая экономия топлива. Величина Δb раскладывается на ряд составляющих: $\Delta b = \pm \Delta b_1 \pm \Delta b_2 \pm \Delta b_3 \pm \Delta b_n$. Количество составляющих на разных ТЭС разное; так, на Сургутской ГРЭС ТЭП раскладывается на 80 составляющих, есть ТЭП по 40–50 составляющих. Каждая характеризует потерю или экономию ресурса на данном устройстве или аппарате. Составляющая определяется путем сопоставления нормативных приведенных потерь того или иного узла (аппарата) с фактическими потерями: $\Delta b_i = b_{уд i}^{пр} - b_{уд i}^ф$. По величине составляющей можно оценивать работу персонала, отвечающего за работу данного агрегата.

Важно изучение динамики того или иного показателя: резкое ухудшение показателя может быть косвенным указанием на необходимость ремонта. Но не всегда низкое значение показателя говорит о плохой работе обслуживающего персонала. Может быть случай, когда ремонт того или иного явно плохо работающего агрегата сознательно задерживается, например, из-за напряженного баланса мощности в энергообъединении. Это должно правильно учитываться при оценке работы оперативного персонала.

Отображение оперативной информации оператору блока. В АСУ ТП ТЭС должны быть предусмотрены достаточно разумные методы отображения оперативной информации оператору блока.

Требования к отображению: полнота, но лаконичность, наглядность и простое управление изображением. Изображения должны формироваться автоматически с учетом иерархии технологических уровней управления – информация нижнего технологического уровня общается и отображается более лаконично на следующем, более высоком уровне. Изображение должно формироваться целенаправленно под управленческую задачу. Для управления пуском энергоблока нужна одна информация, для контроля нормальной работы – другая. Из изображения можно вручную или автоматически удалять несущественную в данный момент информацию, например параметры, далекие от предельных значений.

Технология отображения. Основу составляют так называемые скрытые изображения. Это заранее нарисованные, отобранные, закодированные и введенные в память ЭВМ изображения. В эти картинки в специально отведенные места или окна записываются с датчиков информации значения режимных параметров. На каждом уровне имеется не одно, а несколько отображений для

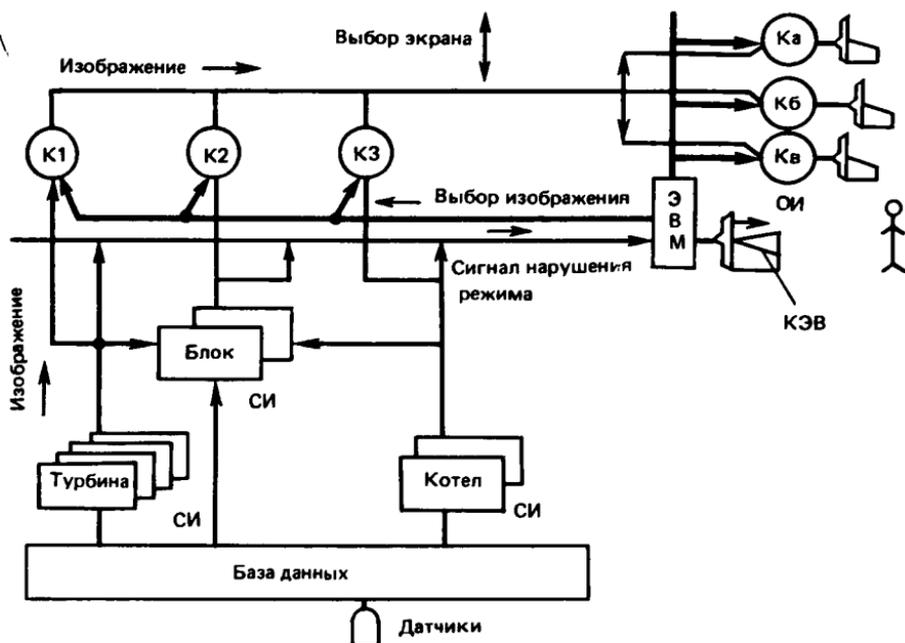


Рис. 4.10. Автоматизация выдачи и отображения технологической информации в АСУ ТП ТЭС:

СИ – скрытые изображения; *К1* и *К3* – ключи выбора изображения; *Ка*, *Кб*, *Кв* – ключи выбора экрана; *КЭВ* – клавиша экстренного вызова изображения; *ОИ* – постоянно выводимая оперативная информация; тонкие линии – информационные цепи, жирные – управляющие

разных ситуаций или задач (рис. 4.10). Кроме того, каждое изображение верхнего уровня получает обобщенную информацию с нижнего уровня.

Рассмотрим процесс представления информации оператору. К оператору без его вызова поступает некоторая постоянно выводимая информация в виде обобщенного изображения. Это может быть обобщенный сигнал отклонения какого-либо параметра или какое-то более сложное сообщение. Его формирует микропроцессор. Анализируя обобщенное изображение, оператор фиксирует нарушение режима. Он может вызвать с помощью специальных ключей управления нужный ему фрагмент, изображающий тот или иной узел или агрегат. Вызов предметный (одной клавишей) для важных величин и адресный для остальных. Но изображений достаточно много, и такой путь становится малоэффективным. Стремятся автоматизировать выдачу отображений. Микропроцессор может предварительно проанализировать ситуацию и отобразить те изображения, на которых присутствуют параметры, нарушившие допустимые пределы. Процессор по некоторому критерию ранжирует изображение (например, по максимальному числу отклонившихся параметров, указываемых на схеме) и организует из них очередь.

Нажимая на клавишу экстренного вызова, оператор вызывает первый, наиболее информативный фрагмент на свой дисплей. Следующим нажатием

клавиши он погасит первый фрагмент и вызовет вместо него второй. При необходимости фрагмент можно сохранить, переведя его на один из свободных экранов. Для этого в распоряжении оператора имеются клавиши выбора экрана (дисплея). Многократно нажимая на клавишу экстренного вызова, можно быстро просмотреть изображения, оставив на экранах лишь самое существенное.

Использование цветных дисплеев позволяет различать по цвету нормальные или предаварийные режимы, выделять переменные, приближающиеся к своим предельным значениям, миганием и применять другие эргономические приемы, повышающие надежность правильного восприятия.

4.8. Управление работой энергоблока

Современный энергоблок имеет очень сложную систему управления. Блок обслуживает большое число вспомогательных устройств, большой набор агрегатов собственных нужд. Здесь можем коснуться лишь общих принципов управления работой блока. Используется так называемое функционально-групповое управление. Вспомогательные устройства, обслуживающие блок, объединяются в однородные функциональные группы управления (ФГУ), например управление питательной водой, воздухом, дымовыми газами и пр. Таких функциональных групп бывает много. На энергоблоке 800 МВт выделяется до 120 устройств ФГУ. Все они должны действовать согласованно и координироваться сверху. Управление выполняется по многоуровневой схеме (рис. 4.11). Выделяются четыре уровня: управление энергоблоком, функциональной группой (ФГ),

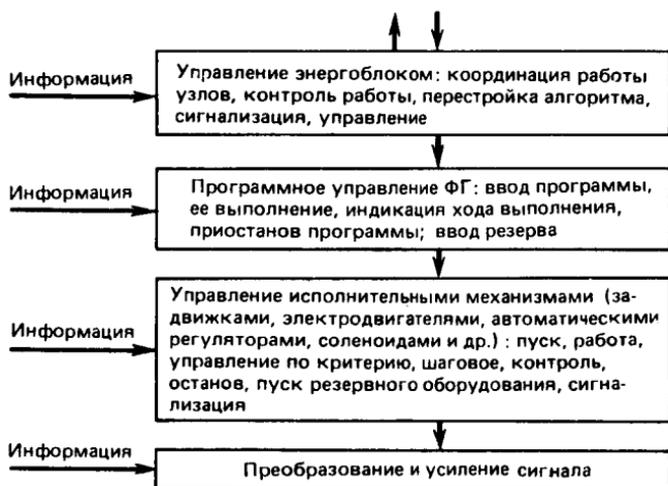


Рис. 4.11. Трехуровневая система функционально-группового управления блоком

исполнительными механизмами и, наконец, непосредственное управление приводами механизмов путем преобразования и усиления сигналов.

Верхний уровень обычно выполняется на базе микроЭВМ и производит управление по перестраиваемым алгоритмам. Он координирует работу данной ФГ или нескольких ФГ и увязывает их работу с общими задачами, стоящими в данный момент перед системой управления блока. Следующий уровень управляет по командам от верхнего уровня работой конкретной группы оборудования или обобщенным узлом. Это может быть вся ФГ или ее часть. Главная его задача – отработать логику включения или режима работы конкретной группы: выбирать и запускать необходимую программу, проверять последовательность работ, получать сведения об отработке этой программы, включать при необходимости резервные устройства, считать выдержки времени, приостанавливать выполнение отдельных программ, запускать новую программу и выдавать сигналы о ходе процесса и др. Управление должно выполняться по перестраиваемой программе, поскольку жесткая программа хорошо работает только при управлении блока при фиксированных состояниях (например, при пуске из холодного состояния или, наоборот, из горячего). При пуске из промежуточных состояний жесткая программа может оказаться неработоспособной и даже ухудшить работу блока. К сожалению, большинство сегодняшних устройств ФГУ еще используют жесткое программное управление обобщенным узлом.

Следующий уровень может быть программируемым или работать по жесткой программной схеме. Он содержит программы управления конкретным устройствам: задвижкой, двигателем, соленоидом, автоматическим регулятором. Выдача из программы идет на исполнительный механизм, воспринимающий конкретные сигналы управления. Каждый уровень управления должен получить сигналы с датчиков и сигналы обратной связи о работе нижележащего устройства управления.

С помощью таких устройств можно осуществлять автоматизацию пуска и останова блока, его нагружения и разгружения, координировать работу автоматических регуляторов, общее число которых на блоке 800 МВт может достигать 170 единиц.

В качестве верхнего уровня управления можно использовать уже известный нам терминал вычислительной связи с объектом (ТВСО). Управление обобщенным узлом в зависимости от слож-

ности управления может осуществляться или специальной совместимой с ТВСО микроЭВМ, или с помощью специального регулирующего микроконтроллера (ремиконта).

Ремиконт – новый тип устройства специально для решения задач автоматического регулирования технологических процессов в энергетике и других отраслях промышленности. Он является программируемым устройством, и реализуемые им алгоритмы могут изменяться оператором на месте эксплуатации. Ремиконт поставляется на ТЭС или АЭС полностью готовым к работе, необходимо лишь набрать нужную программу на специализированной панели. Клавиши и индикаторы панели обозначены терминами, привычными для специалиста по автоматике, не требуется знание языка программирования. Число входов: аналоговых до 64, дискретных до 126. Число выходов: импульсных до 64, аналоговых до 64, дискретных до 126.

Техническая диагностика оборудования. Это важнейшая задача эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС; повышает надежность работы, предотвращает тяжелые аварии и сильное повреждение оборудования, снижает затраты на ремонт, позволяет более обоснованно планировать ремонтное обслуживание агрегатов. В настоящее время создаются комплексные системы диагностики, позволяющие использовать для оценки состояния всю доступную информацию. Информация, определяющая режимные параметры оборудования, вводится с датчиков в ЭВМ, установленную на ТЭС. Обычно число датчиков, установленных на блоке, определялось из расчета технико-экономических показателей. Для осуществления технической диагностики требуется значительное число дополнительных датчиков.

С клавиатуры дисплея в ЭВМ вводятся вручную данные технических осмотров, документы, оценивающие состояние оборудования, например акты осмотров. Если ТЭС не имеет ЭВМ, информация о состоянии оборудования может вводиться через удаленные терминалы или по телефону (телетайпу) в ЭВМ энергосистемы. АСУ энергосистемы обменивается информацией с АСУ объединения: ГПО или ГПУ. Там эти данные обобщаются, рассчитываются обобщенные параметры состояния оборудования и на основании фактического износа оборудования принимается решение о его ремонте или о его реконструкции.

До проведения ремонта в отдельных случаях могут приниматься решения о частичной разгрузке "больного" оборудования, о его щадящих режимах. Это значит, что диагностика прямо связана с оптимальным управлением режимами нагрузки станций.

Если на ТЭС (АЭС) есть своя ЭВМ, может проводиться дополнительно диагностирование психофизиологического состояния персонала и приниматься решение о допуске его к дежурству. Для этого используются специальные проверочные тесты.

Диагностика удлиняет межремонтный цикл работы оборудования и при удлиненном цикле минимизирует объем ремонтных работ. ЭВМ позволяет накапливать наблюдения за состоянием работы отдельных узлов, проверять динамику ухудшения работы отдельных узлов и прогнозировать моменты резкого ухудшения их параметров. Обычные разовые измерения, проводимые вручную, дают мало сведений о динамике состояния оборудования. ЭВМ позволяет анализировать динамику сразу комплекса параметров.

Так, при комплексной диагностике паровой турбины изменения в характеристике КПД проточной части ступени и повышение давления в ней могут говорить о засорении проточной части, удлинение зоны свободного выбега ротора и увеличение повреждения ротора при авариях свидетельствуют, например, о протечках в регулирующих и предохранительных клапанах. Растет роль вибрационной диагностики. Анализируется изменение резонансных амплитуд, перемещения резонансной частоты, изменение состава гармоник и др.

4.9. Учет движения топлива

Важнейшая задача экономичного ведения режима работы ТЭС – автоматизированный учет движения и расхода топлива (рис. 4.12). Регулярное решение этой задачи и настойчивое использование ее результатов существенно влияют на себестоимость энергии.

Поступившее на электростанцию топливо взвешивается на весах. Вес топлива вводится в ЭВМ вручную или автоматически с датчика весов или с помощью фактурно-бухгалтерской ЭВМ или пульта ввода цифровых данных. Отбираются пробы топлива и результаты анализа оформляются в виде акта качества топлива и вводятся в ЭВМ. Данные товарно-транспортной накладной (вес топлива, марка, цена и другие данные) также вводятся в память ЭВМ. Она сличает данные накладной с данными, полученными при приемке топлива. При несовпадении данных формируются претензии к поставщику и к управлению желез-

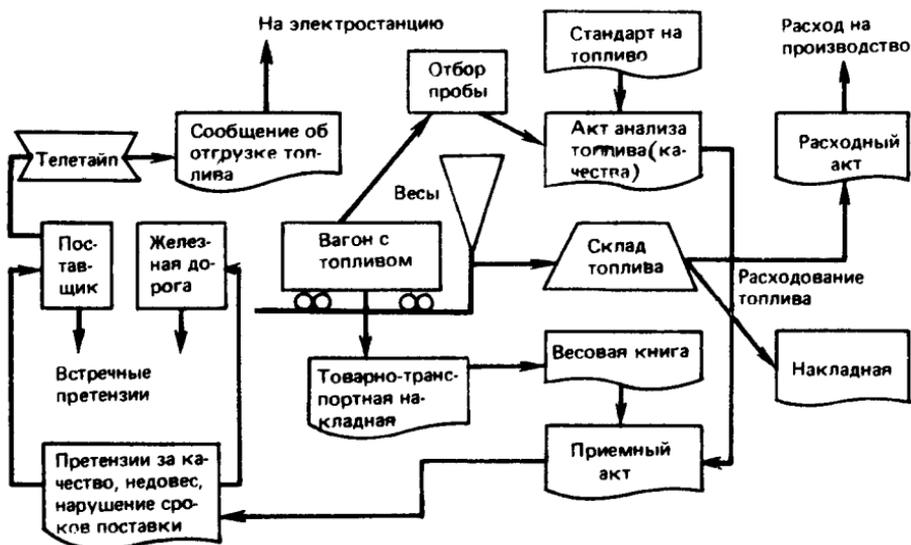


Рис. 4.12. Организация учета топлива в АСУ ТЭС

ной дороги за нестандартное качество топлива, за недовес и др. Если топливо не взвешивается на станции, используются только данные транспортной накладной.

Важное значение имеет прогноз топливообеспечения ТЭС. Для этого учитывается топливо, находящееся в пути, если отправитель одновременно с отгрузкой топлива сообщил об этом получателю по телетайпу. Поставщик топлива и железная дорога оплачивают штрафы или, наоборот, направляют в адрес ТЭС встречные претензии, например за несвоевременную разгрузку вагонов.

Производится учет расходования топлива. Для этого оформляются соответствующие расходные документы, которые учитывают все виды потребления топлива. Отметим, что подобный учет топлива по данным накладной или по результатам взвешивания должен давать результаты, совпадающие с учетом топлива по величине удельного расхода и количеству отпущенной энергии. При их несовпадении следует выявить причину их расхождения и попытаться устранить систематическую погрешность.

Методика расчета показана на рис. 4.13. Основой расчета является массив $M1$ – приход-расход, который формируется в

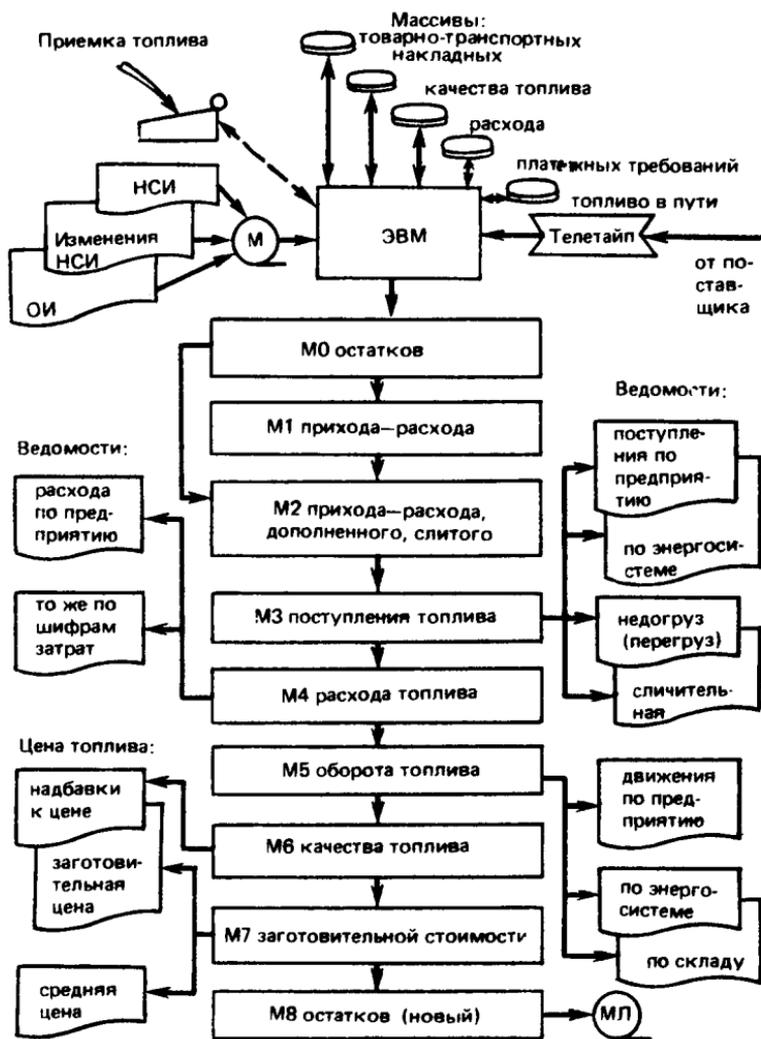


Рис. 4.13. Алгоритм учета топлива на ТЭС:

ОИ и НСИ – оперативная и нормативно-справочная информация

ЭВМ по данным документов прихода и расхода топлива. Этот массив дополняется справочной информацией о поставщиках, о марках топлива, их характеристиках и прочей и объединяется с массивом остатков топлива, которые были на складе на определенную дату. Образуется массив M2 – дополненный и слитый. Этот массив сортируется для формирования докумен-

тов. Из него выделяется массив М3 и печатаются документы по поступлению топлива на склад и ведомость недогруза (перегруза) топлива, показывающая расхождение веса фактического и по накладной. Оформляется сличительная ведомость.

Далее выделяется массив расхода топлива М4, из которого выделяется расход на производство энергии. Расход разнится по видам (шифрам) затрат и является исходным материалом для определения себестоимости энергии. Сравнение прихода и расхода позволяет сформировать массив М5 – массив оборота топлива. Важным моментом является определение заготовительной стоимости топлива, поскольку его реальные качества (зольность, влажность и др.) могут не соответствовать заявленной поставщиком марке топлива. Расчет качества – массив М6 – позволяет определить надбавки (скидки) к цене топлива, определить его заготовительную стоимость и рассчитать среднюю цену тонны топлива – массив заготовительной стоимости М7. После обработки на дисках хранятся массив железнодорожных накладных, массив качества топлива, массив платежных требований. В конце формируется новый массив остатков, который записывается на ленту для последующих расчетов.

Важное значение имеет массив "топливо в пути", который формируется отдельно по данным от поставщика по телетайпу или по другим каналам. Мы уже отмечали, что эта информация позволяет прогнозировать поступление топлива и определять финансовые средства, необходимые для оплаты поступающего топлива.

Перечислим первичную информацию, необходимую для работы системы. Оперативная информация: железнодорожная накладная с указанием веса, марки и стоимости топлива, акт поступления (приемки) топлива, акт анализа качества топлива, суточная ведомость подачи топлива в котлы, ведомость расхода жидкого топлива и газа (они учитываются особо), платежные требования, расходные документы об отгрузке топлива.

Нормативно-справочная информация включает шифры станции отправления и поставщика топлива, шифр склада (если их несколько), шифр марок топлива, шифр поставок. Требуется шифр учетных единиц – счетов или статей учета топлива.

В конце расчета формируется массив остатков на определенную дату. Он записывается на магнитный носитель и может использоваться в следующем цикле расчета.

Примеры АСУ ТП тепловых станций достаточно многочисленны. АСУ ГРЭС с блоками 200 МВт состоит из четырех подсистем: технологического управления, оперативного управления, анализа технико-экономических показателей и подсистемы организации управления и учета. Рассмотрим три первые подсистемы.

Подсистема технологического управления решает чисто информационные задачи. Она выдает на блочные и станционные щиты управления и руководству ГРЭС информацию о состоянии технологического процесса с требуемой периодичностью и печатает информацию через каждые 15 мин. На ГРЭС от блока 200 МВт вводится до 90 аналоговых и дискретных сигналов. Предполагается довести число измеряемых сигналов до 177. Замеряются температура, давление, расходные параметры среды, расход энергии на собственные нужды, содержание кислорода в уходящих газах, выработка энергии генераторами. Опрос датчиков и осреднение параметров проводятся с периодичностью 30 с (быстроменяющиеся параметры) и 2 мин (медленноменяющиеся).

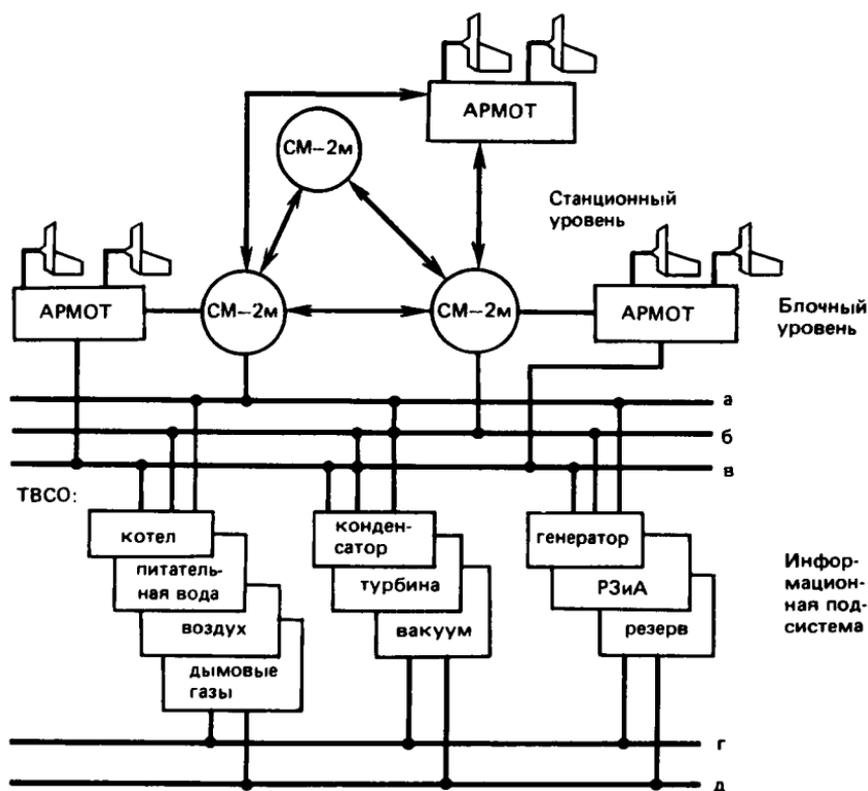


Рис. 4.14. Пример КТС энергоблока 800 МВт

Подсистема оперативного управления решает две задачи – построение энергетических характеристик оборудования и распределение нагрузки между блоками с выбором состава агрегатов. Ожидаемый экономический эффект от решения этих задач 0,2 млн. руб/год.

Подсистема анализа ТЭП выполняет расчет ТЭП блоков в темпе процесса и их осреднение за час, вахту, неделю, месяц, периодический анализ ТЭП с выдачей рекомендаций по достижении оптимальных значений нормативных показателей и оценку качества.

Комплекс технических средств блока 800 МВт. Децентрализованная схема состоит из трех уровней управления: информационная – управляющая подсистема на ТВСО, блочный вычислительный комплекс на базе двух ЭВМ СМ-2м с двумя АРМОТ и общестанционный ВК на базе одной или двух СМ-2м, также оснащенный двумя устройствами АРМОТ (рис. 4.14). Для сбора информации используется 10 устройств ТВСО: четыре из них собирают информацию и управляют режимом котла (субкомплексы: топливо, питательная вода, воздух, дымовые газы); три субкомплекса обслуживают турбину (турбина в целом, вакуум, конденсатор); один субкомплекс обслуживает генератор и трансформатор; два субкомплекса выполняют функции защит блока и резервируют ответственные измерения.

Все ТВСО присоединены к пяти шинам, из которых шины g и $д$ дублируют наиболее важные измерения, к шинам a и $б$ подключены ЭВМ блочного уровня (каждая к своей шине) со своими АРМОТ. Через резервную шину в оба АРМОТ на прямую соединены с шиной ТВСО. Эта связь дублирует отказ машин блочного уровня. Третья машина СМ-2м обслуживает блочный уровень и резервирует отказ машины блочного уровня. Многократное резервирование обеспечивает высокую надежность системы управления.

4.10. Экономическая эффективность АСУ ТП ТЭС или АЭС

Применение АСУ улучшает управление. Это приводит к экономии средств, к росту прибыли. Она складывается из прибыли от роста выпуска продукции (выработки электрической энергии) и от снижения себестоимости производимой продукции: электроэнергии, теплоты и капитальных ремонтов, выполняемых хозяйственным способом (силами персонала электростанции). При снижении себестоимости выработки электрической энергии учитываются экономия топлива на самой электростанции (станционный эффект) и вызванный этой экономией системный эффект, происходящий за счет вытеснения замыкающего (обычно более дорогого) топлива на других станциях системы. Учитываются экономия заработной платы общепромышленного персонала и сокращение общецеховых затрат. При применении ВТ для планирования и управления капитальными и текущими ремонтами снижается их продолжительность, повышается качество ремонта и снижаются затраты на ремонты. Все эти факторы учитываются при оценке эффективности АСУ.

Рост отпуска электрической и тепловой энергии также приводит к станционному и системному эффекту. Составляющие



Рис. 4.15. Составляющие экономического эффекта АСУ ТЭС

экономии приведены на рис. 4.15. Не учитываются в настоящее время рост надежности работы ТЭС или АЭС в результате применения ВТ, рост отпуска теплоты, рост объемов капитального ремонта и некоторые другие возможности использования ВТ.

Экономический эффект определяется расчетным путем с помощью некоторых заранее определенных коэффициентов экономической эффективности АСУ ТЭС. При определении годовой экономии нужно учесть издержки на эксплуатацию АСУ ТП, которые должны вычитаться из полученной суммы годовой экономии, вызванной использованием ВТ на ТЭС. Укрупненно – это затраты на амортизацию (около 10%), расходы на содержание и ремонт оборудования (примерно 6%) и прочие (около 1,5%) и заработная плата $I_{зп}$ персонала АСУ.

Если $K_{АСУ}$ – капитальные вложения в АСУ ТП, $I_{АСУ}$ – суммарные издержки на их эксплуатацию, $I_{зп}$ – заработная плата персонала АСУ, $\Delta П$ – экономия за счет АСУ, то условие экономичности

$$(\Delta П - I_{АСУ} - I_{зп}) : K_{АСУ} = E_{АСУ}.$$

Срок окупаемости АСУ установлен очень жестким – не более 2,5 лет, что соответствует нормативной величине $E_{АСУ}^H = 0,4$. АСУ эффективно, если $E_{АСУ} \geq 0,4$.

4.11. Применение вычислительной техники на гидроэлектростанциях

Гидроэлектростанции становятся все более важным фактором обеспечения надежной работы энергосистем и энергообъединений. Напряженность баланса мощности в энергосистемах, невысокая величина, а то и полное отсутствие резерва мощности в отдельных энергосистемах, повышение доли крупноблочного (а значит, и маломаневренного) оборудования ТЭС, большая доля АЭС в отдельных регионах – все это компенсируется высокой маневренностью ГЭС. ГЭС хорошо регулирует частоту и обменную мощность, является достаточно мобильным резервом. Агрегаты ГЭС относительно просто могут быть пущены в работу, их почти всегда можно использовать как источник реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

Применение в энергосистемах крупноблочного оборудования усложняет режим работы гидроагрегатов. Для режима ГЭС характерны низкое число часов использования установленной мощности в году, большое число пусков и остановов, частый перевод в режим СК и обратно – в генераторный, большая неравномерность суточной загрузки.

Положение усугубляется тем, что количество персонала на ГЭС относительно невелико и продолжает снижаться.

Это приводит к особенно важной роли автоматизации ГЭС, к внедрению устройств группового управления. Эти устройства позволяют управлять многоагрегатной ГЭС как одним агрегатом. Традиционная система автоматики ГЭС сложилась к шестидесятым годам. Были разработаны автоматизированные системы пуска агрегатов и их останова от одного сигнала, без последующего участия персонала в самом процессе пуска, созданы автоматические системы регулирования напряжения и реактивной мощности, групповые устройства регулирования по активной и реактивной мощности, устройства выбора оптимального числа включенных в работу агрегатов ГЭС (автооператор) и др.

Технологический процесс выработки электроэнергии на ГЭС относительно несложен по сравнению с производством энергии

на ТЭС или АЭС. Поэтому традиционная автоматика была относительно простой и надежной.

Хотя было ясно, что применение ЭВМ на ГЭС расширит возможности традиционной автоматики, само улучшение было почти неощутимо в цифрах экономии ресурса. Это сдерживало применение ЭВМ на ГЭС; развитие автоматизации ГЭС шло не по пути создания комплексных вычислительных систем, а по пути использования принципов цифровой техники в классических устройствах автоматики – устройствах группового управления, автооператорах, локальных устройствах уравнивания нагрузки между агрегатами. Объем информации, обрабатываемой персоналом ГЭС, непрерывно возрастал. Основное оборудование ГЭС – генераторы, турбины, трансформаторы – проектируются на условия работы, близкие к экстремальным по предельным механическим нагрузкам. Они нуждаются в развитом контроле их состояния – тепловой контроль, вибрация, допустимость токов и напряжений.

Сложные гидромеханические сооружения – плотины, затворы, туннели, водоводы и другие – также требуют непрерывного контроля их состояния.

Все это приводило к появлению на ГЭС локальных измерительных систем, которые использовали частично и вычислительную технику.

Долгое время была распространена идея создать и отработать на одной из действующих ГЭС образцовую автоматизированную систему управления, а потом "тиражировать ее" на большинство вновь возводимых ГЭС, при этом забывалось, что АСУ ГЭС действующей (а значит, уже имеющей достаточно совершенную традиционную систему автоматики, уже сложившиеся навыки управления и вполне определенный коллектив) должна существенно отличаться от АСУ вновь проектируемой ГЭС. Для новой ГЭС АСУ должна быть органически вплетена в систему информационного обеспечения персонала, в систему управления, а не быть не очень желательной и дорогой добавкой к уже сложившейся системе управления (добавка ЭВМ обычно требует 20–30 единиц дополнительного персонала и почти не дает экономического эффекта).

Суммируя сказанное, отметим, что АСУ ГЭС развиты недостаточно. Ряд крупных ГЭС успешно эксплуатируются и без вычислительной техники, но есть и другие ГЭС, где применение ЭВМ существенно повлияло на культуру управления. По-

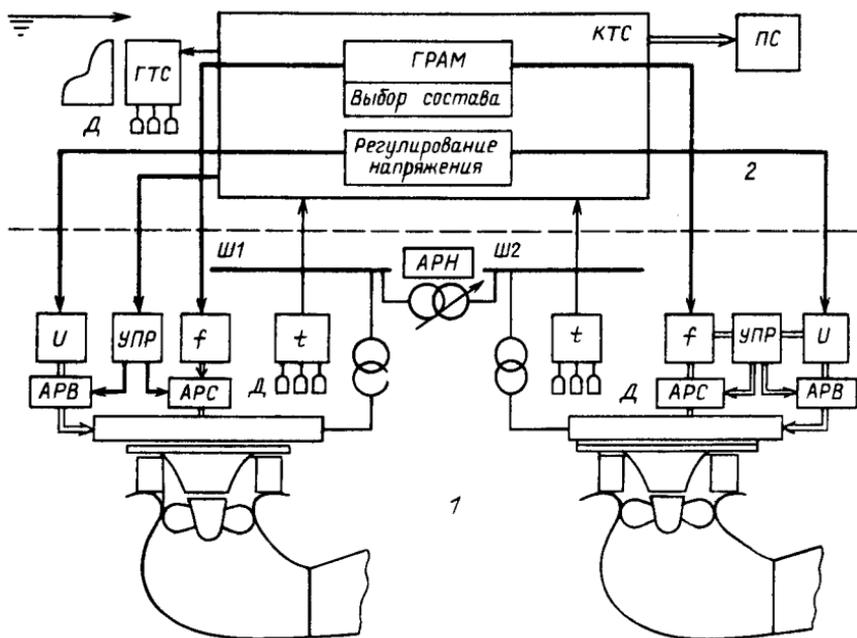


Рис. 4.16. Технические средства АСУ ГЭС:

U и f – субкомплексы регулирования напряжения и управления активной мощностью; АРН, АРВ, АРС – автоматические регуляторы соответственно напряжения, возбуждения и скорости вращения; УПР и t – соответственно субкомплексы управления и сигнализации и температурного контроля и диагностики; Д – датчики; Ш1, Ш2 – шины высокого напряжения; 1 – устройства блочного уровня; 2 – то же общестанционного уровня

давяющее большинство крупных вновь сооружаемых ГЭС проектируют с обязательным применением вычислительной техники.

Структура АСУ ГЭС. Будем, как и ранее, различать технологическое и организационное управление на ГЭС. Рассмотрим особенности технологического управления ГЭС в условиях АСУ (рис. 4.16). АСУ состоит из двух уровней – блочного (агрегатного) и общестанционного. Агрегатный уровень можно представить состоящим из нескольких достаточно автономных модулей, или субкомплексов. Среди них субкомплексы автоматического регулирования частоты вращения агрегата, автоматического регулирования напряжения агрегата, температурного контроля и диагностики состояния агрегата и, наконец, управления и сигнализации. Автоматическое регулирование частоты

вращения выполнялось с помощью автоматических регуляторов скорости агрегата. Можно представить две ситуации: первая, когда субкомплекс регулирования частоты воздействует на традиционный регулятор скорости, вторая, когда регулятор скорости не устанавливается совсем, а его функции целиком передаются ЭВМ. От регулятора остаются только датчик частоты и исполнительный механизм, превращающий цифровой управляющий сигнал ЭВМ в изменение открытия направляющего аппарата турбины для изменения этим активной мощности агрегата. Чаще используется первый случай, компенсирующий малую надежность и неотработанность управления от ЭВМ. Такой случай и показан на рис. 4.16.

Аналогично может работать и субкомплекс регулирования напряжения: через традиционный регулятор напряжения или прямо воздействуя на изменение возбуждения гидрогенератора.

Субкомплекс температурного контроля и диагностики выполняет функции, известные нам по работе систем теплового контроля и диагностики на ТЭС, и здесь не описывается. Субкомплекс управления и сигнализации служит для отработки управляющих сигналов субкомплекса и для общения дежурного и иного обслуживающего персонала с ЭВМ.

Общестанционный уровень, как и на ТЭС, предназначается для управления всей ГЭС как единым целым. Основу его составляют системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и система общестанционного регулирования напряжения. На верхнем уровне сосредоточивается управление оборудованием высокого напряжения в случае, если на подстанции не располагается специальный субкомплекс управления оборудованием подстанции. На этом же уровне располагается система контроля состояния гидротехнических сооружений (ГТС) – бетонной и земляных плотин, водоводов и других сооружений. Контроль ГТС может опираться на собственный субкомплекс контроля параметров ГТС, который проводит опрос датчиков, расположенных на ГТС.

Групповой регулятор активной мощности ГЭС регулирует активную мощность электростанции (всей или выделенных групп агрегатов). Регулирование проводится по заданному графику нагрузки станции (или выделенной группы) или из условия регулирования частоты по принятому закону. Иногда от регулятора требуется обеспечивать регулирование перетока мощности через шины ГЭС.

При регулировании нагрузки должен выбираться оптимальный состав работающих агрегатов ГЭС и должно отрабатываться экономичное распределение нагрузки между агрегатами. Если регулирование проводится в предположении, что все агрегаты ГЭС одинаковы и имеют одинаковые дифференциальные характеристики, оптимальный режим каждого агрегата находится уравниванием или равномерным распределением общей нагрузки ГЭС между всеми включенными агрегатами. В противном случае для распределения нагрузки используются индивидуальные дифференциальные характеристики. Частным случаем распределения может быть распределение по постоянной доле агрегата в общей нагрузке ГЭС. При оптимизации внутростанционного режима должны учитываться все технологические и эксплуатационные ограничения.

Подсистема управления составом агрегатов формирует оптимальный состав включенных агрегатов. Она устанавливает очередность включения агрегатов, формирует команды управления в субкомплексе управления, сигнализирует о происходящих изменениях. Подсистема работает по одному из алгоритмов оптимизации состава агрегатов, описанных далее. При отказе агрегата на включение-отключение подсистема сигнализирует о произошедшем сбое и выбирает для коммутации следующий по очередности агрегат. Подсистема непрерывно контролирует исправность устройства пуска и может быть заблокирована по сигналам релейной защиты.

При выборе состава агрегатов учитывается режим загрузки по реактивной мощности.

Выбор очередности учитывает экономичность агрегата и равномерность годовой загрузки всех агрегатов станции, чтобы обеспечить равномерность их износа.

Общестанционное регулирование напряжения создается для поддержания заданных уровней напряжения или заданного графика реактивной мощности на шинах ГЭС или на ее секциях. Общестанционный регулятор воздействует на субкомплекс автоматического регулирования напряжения каждого агрегата. Одновременно он воздействует на устройство переключения, управляющее коэффициентом трансформации автотрансформаторов связи шин разных напряжений. Реактивная мощность между агрегатами распределяется оптимально. Алгоритм учитывает, что часть генераторов может работать в режиме синхронного компенсатора, учитывается и величина загрузки

агрегата активной мощностью. Внутри группы агрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, реактивная нагрузка распределяется между ними равномерно.

4.12. Автоматизированная система управления предприятием электрических сетей

Автоматизированная система управления предприятием электрических сетей (АСУ ПЭС) – человеко-машинная система, осуществляющая автоматизированный сбор и обработку информации для оптимизации режимов и развития электрических сетей и подстанций, для повышения экономичности и надежности электроснабжения потребителей при установленном качестве электрической энергии.

Комплекс технических средств АСУ ПЭС. Установка сложных и дорогих ЭВМ на ПЭС не всегда оправдана, поэтому на ПЭС либо организуются абонентские пункты, работающие с большими ЭВМ, установленными в вычислительном центре энергосистемы, либо устанавливаются мини- или микроЭВМ.

В первом случае не требуется специальный персонал, обслуживающий технические средства АСУ ПЭС, но при этом решаются лишь те задачи для ПЭС, для которых в ВЦ РЭУ есть необходимые программы и опыт их применения. В режиме абонентского пункта решаются задачи планирования работы предприятия, расчетные задачи, задачи прогноза, расчеты по хозяйственной деятельности и другие, но не решаются задачи оперативного управления, поскольку оперативная информация с ПЭС в реальном времени в ВЦ РЭУ не поступает.

Абонентские пункты на ПЭС могут не иметь собственную ЭВМ (например, телетайпные абонентские пункты) или иметь собственную микроЭВМ. Последний тип АП называют интеллектуальными абонентскими пунктами.

А. Телетайпный АП. Для начала работ по АСУ ПЭС обязательно иметь сложную вычислительную технику. Чтобы получить первый эффект по АСУ и привить персоналу предприятия навык использования ЭВМ для решения задач управления, иногда достаточно установить в ПЭС телетайп. Информация, введенная на ПЭС вручную, получается на приемном телетайпе, установленном в ВЦ РЭУ, в виде машинного носителя – перфоленты. Эта перфолента вводится оператором ВЦ вручную в ЭВМ и подвергается обработке. Результаты расчета выдаются также на перфоленту и по телетайпу передаются в ПЭС.

Говорят, что такой АП работает в режиме "лента-лента". Такая система успешно эксплуатируется для решения задач оперативно-диспетчерского управления в ряде ПЭС.

Б. Абонентский пункт с собственной микроЭВМ работает в комплексе с аппаратурой передачи данных (АПД), установленной на ПЭС. Это позволяет осуществлять прямой ввод информации с АП в ЭВМ и передачу данных из ЭВМ абоненту. В качестве абонентского оборудования могут быть телетайп, электрическая пишущая машинка или комбинации электрической пишущей машинки с экраном (дисплеем). МикроЭВМ обычно имеет устройства внешней памяти на гибких дисках. Популярны в ПЭС ЭВМ ТАП-34м. При работе в режиме АП учитывается, что большая доля информации о ПЭС является неизменной и образует банк данных ПЭС. Она составляется заранее, переносится на машинный носитель и записывается в ВЦ РЭУ на внешний накопитель информации (диск или ленту), где и хранится. Для выполнения расчетов с ПЭС передаются лишь шифр (имя) программы, по которой необходимо произвести расчеты, изменения в базовой информации и данные, которые следует передать в ПЭС.

Организация расчетов в режиме телетайпного абонентского пункта. Заранее составляется и хранится на магнитном диске банк данных ПЭС. Обычно используется специальный банк данных, например разработанный в Латвэнерго банк или БАС ПЭС (банк данных алгоритмической структуры), разработанный в Молдавской СССР. Оба банка решают электротехнические задачи расчета сети. В базу данных заносит три массива:

линий — записываются начало и конец линии, длина, марка или сечение провода, коммутационная аппаратура, отмечающая точку возможного разреза; трансформаторов — записываются номер трансформаторного пункта, номинальная мощность и тип трансформаторов, величины ответвлений, группа соединения обмоток и др.;

нагрузки — допускается запись в любом доступном виде: замеренный график нагрузки, номер типового графика и коэффициент пропорционального пересчета, показания счетчика, измерения тока (разовые или регулярные), данные режимного дня и пр. Допускается случай полного отсутствия информации на некоторых ТП. Ясно, что такая информация о нагрузке не может использоваться без ее предварительной подготовки — уравнивания. Все массивы готовятся 1 раз на профессиональном языке без какого бы ни было кодирования информации. Изменения и уравнивание нагрузки производятся обычно не реже 1 раза в месяц.

Порядок работы программы расчета режима такой сети следующий. Рассчитываются параметры линий и трансформаторов и собирается схема соединения сети (по номерам концов линий). По показаниям счетчика, установленного в начале линии или участка сети, производится уравнивание нагрузки всех узлов так, чтобы с учетом потерь энергии в сети подсчитанное электропотребление в голове совпало с данными измерения по счетчику. Невязка разносится по узлам пропорционально мощности ТП и в зависимости от точности способа ее

измерения. По уравновешенным нагрузкам производится расчет нормального режима сети. Определяются уровни напряжения на вторичной стороне ТП, загрузка каждого элемента сети и его допустимость, производные потерь в сети в зависимости от реактивной нагрузки и др. Программа выбирает ответвления на трансформаторах без регулирования, и определяется закон регулирования напряжения в центре питания. Производные потерь в сети определяются для выбора узлов, где наиболее эффективна установка компенсирующих устройств.

Кроме нормальных режимов обычно производится расчет токов короткого замыкания в сети. Расчет токов короткого замыкания производится для каждого участка сети вплоть до шин низкого напряжения. Рассчитываются и наносятся на схему сети линии одинакового значения тока короткого замыкания. Это облегчает отыскание места повреждения. Производится расчет чувствительности защиты. Электротехническое оборудование проверяется на термическую устойчивость.

Для передачи запроса и ответа по телетайпу может расходоваться до 1,5–2 ч, расчет сети до 1000 узлов не занимает свыше 40 мин на ЭВМ ЕС-1033.

Банк алгоритмической структуры (БАС) ПЭС позволяет хранить исходные данные и результаты как электротехнических расчетов, так и хозяйственных задач. Банк позволяет относительно просто формировать разные формы выходных документов. Для электротехнических расчетов сетей применяются и универсальные банки данных. Чаще других используются банки данных "Сетор" и "Спектр".

Терминальный абонентский пункт ТАП-34м на ПЭС получил широкое распространение в энергетике. В АСУ ПЭС применяется как для решения задач в автономном режиме, так и для связи с ЕС ЭВМ, установленной в вычислительном центре РЭУ. Он позволяет в режиме теледоступа вносить изменения в базу данных, хранящихся в ВЦ РЭУ. Благодаря применению гибких сменных дисков значительно ускоряется обмен информацией с удаленной ЭВМ. Для связи могут использоваться коммутируемые телефонные каналы. Это заметно облегчает обмен программами.

Комплекс технических средств АСУ ПЭС. ПЭС, имеющие собственные ЭВМ, используют микро- и мини-ЭВМ. Комплекс с микроЭВМ должен иметь устройство стыковки (сопряжения) с телемеханикой и устройство сопряжения с диспетчерским щитом. Чаще всего применяются двух- или трехмашинные комплексы микроЭВМ (рис. 4.17). Конфигурация технических средств напоминает конфигурацию ОИК, рассмотренную в § 4.2.

Две микроЭВМ, имеющие устройство стыковки с телемеханикой (адаптер связи), работают через переключатель П1 на группу дисплеев. Через переключатель П2 к ним подключено управление диспетчерским щитом. Для отображения информации может применяться третья микроЭВМ (рис. 4.17,б). Для больших ПЭС используется трехмашинный комплекс, в котором вместо одной из микроЭВМ используется мини-ЭВМ. Раз-

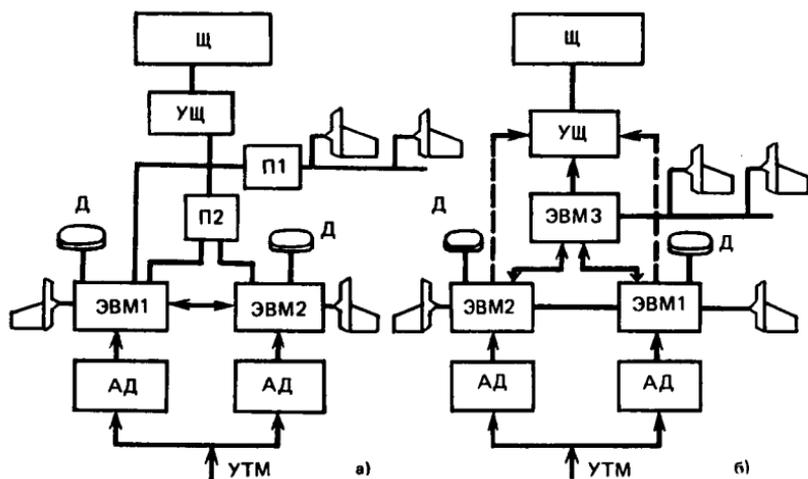


Рис. 4.17. Комплекс технических средств ПЭС АСУ:

а — двухмашинный; б — трехмашинный

работаны типовые комплексы технических средств всех трех рассмотренных типов на базе М-1800 или СМ-1810 и СМ-1420. Применение типовых комплексов упрощает проектирование и приобретение (заказ) техники. Кроме СМ-1800 достаточно широко используются в ПЭС ЭВМ "Электроника-60" или комплексы на ее основе. Для СМ-1800 разработаны специальные программируемые каналные адаптеры (микропроцессорные платы) и составлены программы приема информации от наиболее распространенных типовых устройств телемеханики. К "Электронике-60" имеется стыкующее устройство УСТМ, позволяющее подключать к ней некоторые виды телемеханики.

Задачи АСУ ПЭС, имеющей собственную вычислительную технику в АСУ ПЭС выделяют четыре подсистемы: автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ), управление ремонтом, управление производственно-хозяйственной деятельностью (ПХД) и подсистему Энергонадзор, из которой на ПЭС решаются обычно лишь задачи энергосбыта и управления энергопотреблением, регулирования или ограничения потребления (рис. 4.18).

Для каждой подсистемы или группы подсистем может создаваться своя база данных. Предполагается, что АСУ помимо диспетчера ПЭС может обслуживать еще и диспетчера ПХД, который решает оперативные задачи по управлению ремонтом,



Рис. 4.18. Задачи и подсистемы АСУ ПЭС

по управлению транспортом и спецмеханизмами. Диспетчер ПХД освобождает руководство от задач оперативного управления, позволяя тому сосредоточить свое внимание на важнейших задачах развития ПЭС и повышения ее экономичности. Часть информации оба диспетчера получают по телефону и вводят ее в ЭВМ вручную. Отметим, что большинство задач ПХД можно решать на ЭВМ РЭУ, поскольку эти задачи не оперативные. Рассмотрим далее некоторые из задач АСУ ПЭС.

Учет электрической энергии. Применение ЭВМ сокращает затраты труда и повышает производительность работников Энергонадзора за счет автоматизации первичной обработки информации, автоматизированной выписки счетов. Легче готовить информацию к заданному сроку, проще составлять отчетность, повышается точность расчетов, облегчается получение всевозможных справок, повышается оперативность расчетов, контролируется работа персонала Энергонадзора.

Различают комплексы программ для расчетов с бытовыми и промышленными потребителями. Расчет с бытовыми абонентами несколько проще, но их число очень велико. Очень популярна здесь программа АРБЭ – автоматизация расчетов с бытовыми абонентами за электроэнергию. Для промышленных

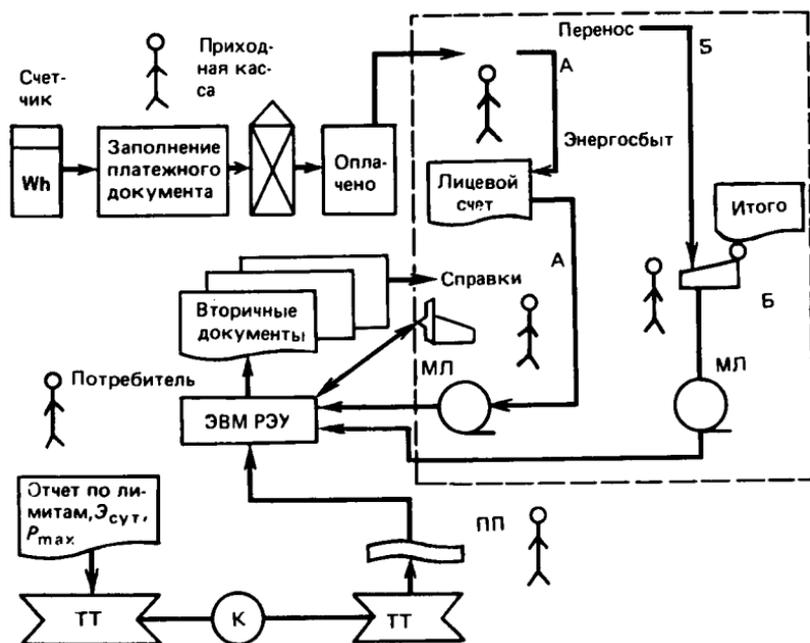


Рис. 4.19. Организация расчетов за электрическую энергию с бытовыми потребителями:

линия А – ручной вариант; линия В – вариант с применением микроЭВМ

потребителей используется программа АСТРА – автоматизированный текущий расчет с абонентами.

Рассмотрим организацию расчетов за электроэнергию с бытовыми потребителями с использованием ЭВМ (рис. 4.19). Бытовой потребитель по показанию своего счетчика заполняет платежный документ и оплачивает его в одной из приходных касс. Оплаченный счет попадает в Энергонадзор, где производится его первичная обработка. При ручной первичной обработке данные по оплате переносятся на его лицевой счет (линия А на рис. 4.19). После заполнения данные переносятся сначала на специальный бланк, а потом и на машинный носитель информации (например, на магнитную ленту) и вводятся в ЭВМ для вторичной обработки. Такая технология обработки достаточно трудоемка и требует двух-трехкратного ручного переноса информации (на лицевой счет, на бланк, на машинный носитель). При каждом переносе возможно появление ошибок.

Чаще применяется второй подход – линия В на рис. 4.19, при котором информация обрабатывается предварительно на микроЭВМ (например, на ТАП-34м или более дешевых фактурно-бухгалтерских ЭВМ "Искра-555" и "Нева-501"). ЭВМ ведет первичную обработку информации в режиме диалога с оператором на очень простом языке. Обработанная информация по каналам связи (или с помощью перфоленты) вводится в ЭВМ ВЦ РЭУ. Там производится суммирование расчетов по всем отделениям Энергонадзора и формирование большой группы

отчетных и анализирующих документов. Разработано программное обеспечение для автоматизации расчетов за энергию на типовом комплексе технических средств ПЭС (2 СМ-1800 + СМ-1420).

Важным моментом работы энергосбыта является контроль за соблюдением лимитов по суточному потреблению и по максимальной пиковой мощности. Данные по суточному энергопотреблению вводятся наиболее крупным промышленным абонентам по телегайлу в режиме самообслуживания в ЭВМ РЭУ или в ЭВМ энергосбыта. Эти данные позволяют не только контролировать лимит, но и своевременно готовить платежные документы.

Отметим, что многие приходные кассы также обрабатывают документы на ЭВМ. Можно представить процедуру, при которой обработанная и занесенная на машинный носитель информация из приходной кассы непосредственно передается на ВЦ РЭУ, где из всей массы платежей отбираются сведения, относящиеся к ведению энергосбыта. Это значительно облегчает автоматизацию расчетов.

Система автоматизации расчетов за энергию должна давать возможность получения оперативных справок по спорным вопросам начисления. Справки получает оператор в режиме диалога с ЭВМ.

В системе Киргизэнерго накоплен большой опыт эксплуатации системы телеобработки данных ТЕРТА производства ВНР. Система включает мультиплексор передачи данных, абонентский пункт АП-64 + 5 ТАП-34 (один в энергосистеме + три ТАП в ПЭС + один на каскаде ГЭС). ТАП используются как в автономном режиме, так и в режиме телеобработки с ЭВМ ЕС-1035.

В автономном режиме на ПЭС решаются анализ загрузки трансформаторов, расчет токов КЗ в сетях 6–10 кВ, учет и анализ кадров, учет работы автотранспорта, расчет лимитов потребления по РЭС и др. Используются программы, разработанные в Волгоградэнерго и Киргизэнерго.

В режиме телеобработки через некоммутируемые телефонные каналы используются диалоговая система коллективного пользования ПРИМУС и комплекс задач под управлением автоматизированного банка данных БАС ПЭС. Используется диалоговый режим. Корректировка информационной базы и задания на технологические расчеты задаются с клавиатуры дисплея, результаты выдаются на дисплей или АШПУ. Информация готовится в автономном режиме, записывается на гибкий магнитный диск и передается в файлы на МД ЕС ЭВМ. Результаты выдаются в файлы МД ЕС ЭВМ и по каналам в файлы на ГМД. Для обмена используются команды ПРИМУС, разработанные в отделе АСУ Донбассэнерго.

ТАП-34 в отделе АСУ Киргизэнерго используется для прямого обмена с ЕС-1055М ОДУ Средней Азии – передаются данные об оптимальном покрытии графика нагрузки ОЭС.

В Киргизэнерго на языке ПЛ/1 ведется обсчет на ЕС ЭВМ 210 тыс. абонентов двух отделений Энергонадзора. Производятся обработка текущих платежей; формирование и обработка лицевых счетов, подведение итогов работы бригад отделения Энергонадзора за месяц, планирование контрольных обходов, обработка их результатов, учет работы контроллеров и планирование работ с приборами учета.

Дополнительно планируют учет работы монтеров по замене приборов учета, учет прочих видов оплат бытовых потребителей – ремонт, монтажные работы, за выявленную мощность, за теплоэнергию, учет оплаты по единому платежному документу, контроль качества приема и обработки документов сберкассами.

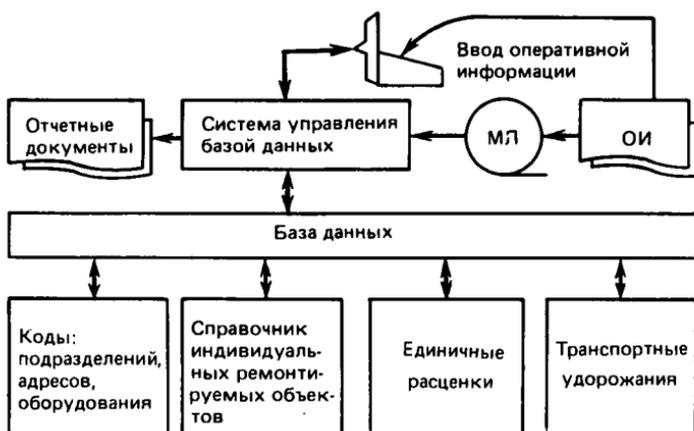


Рис. 4.20. Организация расчета смет на ремонт оборудования ПЭС

Заносится номер лицевого счета, последнее показание счетчика, сумма оплаты. Высвобождено восемь сотрудников. Намечается безбумажная технология – корректировка информации в режиме телеобработки, подача выходных данных на дисплей по запросу. Экономический эффект составил 4,5 тыс. руб.

Расчет на ЭВМ смет на капитальный ремонт сетей. Расчет смет на капитальный ремонт электротехнического оборудования и электрических сетей, составление отчетных документов на выполненные работы, на отчеты по капитальному ремонту каждого индивидуального объекта – все это очень трудоемкие работы. Очень трудоемка и сама печать большого числа сметных документов, так как кроме капитальных ремонтов выполняются (и тоже по сметам) аварийные ремонты и ремонты для предупреждения отказов.

Созданы программы (для ЭВМ СМ-1500 и СМ-1600) расчета смет (рис. 4.20). База данных содержит данные (коды) ремонтного подразделения, код (адрес) ремонтируемого оборудования и справочник индивидуальных ремонтируемых объектов. Дополнительно вводятся единичные расценки (коды или шифры) на все виды работ и справочник транспортного удорожания ремонта – учет затрат на проезд к месту работы. Оперативная информация – это данные о видах и объемах выполненных ремонтных работ. Кроме расчета смет программа должна проводить анализ расходования средств на ремонт.

Планирование режимов электрических сетей в ПЭС. К этим задачам относятся:

определение (прогнозирование) нагрузки по узлам сети на характерные периоды года (на месяц, неделю, сутки);

рассмотрение заявок на отключение и ремонт оборудования сетей; оценка возможности выполнения поданных заявок и вариантов их реализации;

разработка и корректировка нормальной и ремонтных схем сетей;

разработка типовых ремонтных схем;

разработка режимных мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях, оптимизация режимов сетей по напряжению и реактивной мощности;

определение оптимальных точек разреза распределительной сети для снижения потери мощности и электроэнергии в сети за счет оптимизации ее схемы;

определение законов регулирования напряжения в центре питания и уставок средств местного регулирования напряжения; обеспечение требуемых уровней напряжения у потребителей;

регистрация и обработка режимных измерений нагрузки и напряжений;

составление программ ввода в работу новых объектов и включение нового оборудования (программа развития сети).

Для решения задач планирования режимов ЭВМ находит все более широкое применение.

Расчетные задачи могут быть самостоятельными и могут входить в состав других. К ним относятся:

расчет потокораспределения, уровней напряжения и потерь мощности и электроэнергии в различных режимах работы сети (нормальных, ремонтных, послеаварийных); имеет широкую область применения, например для выявления линий с наибольшими потерями мощности в целях разработки мероприятий по их снижению;

расчет токов КЗ и расчет номинальных токов плавких вставок предохранителей, уставок релейной защиты и автоматики (РЗА) при изменении параметров режима и конфигурации сетей;

проверка оборудования на термическую устойчивость;

подсчет аварийного недоотпуска электроэнергии.

Подсистема учета и анализа работы оборудования сетей включает: учет наличия основного электротехнического оборудования и средств управления;

учет технического состояния оборудования ПЭС;
учет плановых и аварийных отключений оборудования, анализ надежности и учет дефектов и неполадок оборудования;
учет действий устройств РЗА;
учет заявок на вывод из работы линий и оборудования;
регистрацию и первичную обработку режимных измерений нагрузки и напряжения;
оперативный учет изменений в схемах сетей разного напряжения.

Анализ надежности электрических сетей. Рассмотрим задачу сбора и обработки информации об авариях и браках в сетях ПЭС, об отказах оборудования, об ущербах у потребителей от перерывов электроснабжения. Сбор этой информации необходим для получения статистических характеристик надежности и расчета показателей надежности сети. Процедура решения этой задачи включает четыре характерных этапа: составление специальной карты отказов — КО, передача собранных данных в ВЦ РЭУ и подготовка исходной информации на машинных носителях (перфорация), работа комплекса программ, формирующих массив данных, работа комплекса программ анализа аварии и выдача машинных (отчетных) документов.

Задача надежности должна в полном объеме использовать уже имеющиеся в машине сведения по подзадаче учета технического состояния сети и не дублировать их. Система анализа аварий должна быть открытой системой, допускающей наращивание (добавление) данных.

Карта отказов. Основными исходными (первичными) документом является КО. В КО указываются данные, характеризующие адрес поврежденного элемента (участка), время аварии (год, месяц, число, часы, минуты), приводятся сведения о поврежденном участке (длина сети, отключенной выключателем, и суммарная мощность трансформаторов, отключенных выключателем) и такие же данные для участка, отключаемого разъединителем (при локализации повреждения). Указываются также сведения об отказавшем элементе (наименование элемента, наименование и тип отказавшего оборудования, количество, причина повреждения, характер повреждения), вид отказа (авария, брак, внеплановое отключение, авария в питающих сетях), продолжительность (отключения, локализации места аварии, восстановления), трудозатраты на восстановление, величина недоотпуска электрической энергии, работа релейной защиты и автоматики.

Карта отказов — важный документ. Ее заполнение и визирование — ответственный правовой момент, во многом определяющий показатели работы ПЭС. Порядок заполнения и визирования должен регламентироваться специальными инструкциями.

Анализ надежности. После ввода в ЭВМ информации, содержащейся в КО, формирования и проверки массивов (файлов) отказов выполняется анализ надежности по заранее составленному алгоритму. Анализ отказов позволяет выявить их основные причины и оценить эффективность тех или иных мероприятий по повышению надежности и оценить качество работы персонала. Статистический анализ и обработка данных позволяют устанавливать и уточнять вероятность повреждения того или другого оборудования, более точно оценивать необходимые запасы оборудования, определять показатели надежности для различных районов ПЭС и, наконец, более обоснованно планировать проведение ремонтов.

Выходные формы документов. Выходные документы по задаче учета и анализа надежности можно разделить на три группы.

1. Отчеты о последствиях отказов — данные о затратах труда на восстановление, о величине недоотпуска энергии, об установленном новом оборудовании. Все эти данные можно получать за заданные интервалы времени (год, квартал,

месяц) по заданной группе отказов (например, по линиям, питающимся от данной опорной подстанции, или по линиям заданного напряжения).

2. Данные об отказах конкретных ВЛ за заданные интервалы времени.

3. Отчет по форме Госкомстата СССР.

Задачи управления ремонтом и реконструкцией относятся к задачам организационно-экономического управления. Среди них выделим:

составление (месячных, ежегодных и многолетних) планов-графиков эксплуатационно-ремонтных работ на ВЛ, подстанциях, в распределительных сетях, планов проверок устройств РЗА, отборов проб масла и др.;

составление смет на ремонт линий и подстанций;

расчет сетевых графиков проведения ремонтных работ;

расчет балансовой стоимости вновь вводимых объектов;

нормирование и учет ремонтных работ;

учет материально-технических ценностей на складах;

учет использования автотранспорта, механизмов и др.

4.13. Автоматизированная система управления ТП крупных подстанций

Вычислительная техника на подстанции. На крупных подстанциях 220, 330, 500 и 750 кВ могут устанавливаться мини- или микроЭВМ, осуществляющие сбор и обработку информации и ее представление дежурному персоналу.

Применение вычислительной техники на подстанциях повышает надежность электроснабжения, снижает эксплуатационные затраты и потери энергии, повышает оперативность обслуживания и существенно влияет на качество электрической энергии. Предполагается, что применение ЭВМ приведет к сокращению объема помещения, занимаемого аппаратурой управления, к снижению необходимых коэффициентов запаса и в результате к снижению капитальных вложений в подстанцию. Широкое применение ЭВМ должно повысить безопасность обслуживания оборудования.

ЭВМ осуществляет сбор информации с датчиков и проверку достоверности текущих измерений. Производится регистрация текущих параметров режима, их осреднение; выполняется сигнализация дежурному персоналу об отклонениях контролируемых параметров от заданной величины и их регистрация.

ЭВМ проводит автоматическую регистрацию режимных параметров в форме отчетных документов, накапливает архив и ведет суточную диспетчерскую ведомость. Автоматически

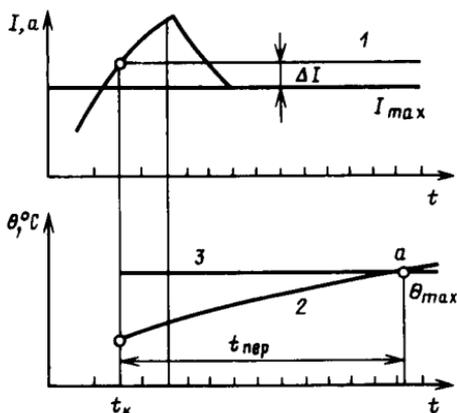
регистрируется срабатывание защит и автоматики, выполнение оперативных переключений. Из приведенного перечня видно, что информационные задачи на подстанциях являются достаточно традиционными и мало отличаются от таких же задач на электростанции или в энергосистеме. Рассмотрим далее лишь задачи АСУ ТП, наиболее характерные для крупных подстанций.

Управление трансформаторами с РПН. В настоящее время для регулирования напряжения на шинах подстанций с помощью трансформаторов с регулированием под нагрузкой (трансформаторы с РПН) применяются аналоговые регуляторы напряжения. Применение ЭВМ для регулирования имеет ряд преимуществ. Главное заключается в том, что появляется возможность адаптивного регулирования напряжения: изменение зоны нечувствительности, выдержки времени и величины статизма в зависимости от условий работы оборудования. Дополнительно проверяется допустимость переключения: наличие диапазона регулирования, опасность перевозбуждения, все технические запреты (например, температура масла в баке трансформатора), проверяется наличие располагаемой реактивной мощности. Контролируется исправность цепей регулирования и величина предельных отклонений напряжения на неуправляемой стороне трансформатора.

Если происходит сильное отклонение напряжения и необходимо переключение коэффициента трансформации не на одну, а на несколько ступеней, то ЭВМ производит расчет числа ступеней переключения. Управление можно проводить по ступеням, рассчитывая на каждой ступени возможность дальнейшего продолжения переключения и контролируя на каждой ступени все технологические параметры. ЭВМ может проводить групповое регулирование коэффициентов трансформации (например, регулирование разных групп трансформаторов по своим законам регулирования). Важно, что ЭВМ обеспечивает одновременность переключения коэффициентов трансформации параллельно работающих трансформаторов, что исключает броски уравнительного тока и облегчает условия работы контактной системы.

Наконец, при каждом переключении регулирующего устройства ЭВМ подсчитывает износ ресурса контактной системы на одно переключение и суммирует величину потерянного ресурса. Это позволяет вовремя ремонтировать контакт-

Рис. 4.21. Контроль перегрузки трансформаторов в АСУ ТП



ную систему, увеличивает межремонтный период оборудования, повышает качество регулирования напряжения, позволяет лучше использовать трансформаторы с РПН.

Контроль за перегрузкой трансформатора. Силовые трансформаторы подстанций обладают значительной перегрузочной способностью. Но время перегрузки зависит от величины этой перегрузки и от предыдущего режима. Учитывать все эти факторы при эксплуатации достаточно трудно. Дежурный персонал не всегда использует до конца перегрузочные возможности трансформатора.

При применении ЭВМ процесс контроля организуется так. Пусть ЭВМ зафиксировала перегрузку трансформатора в момент t_k . Приняв эту перегрузку как длительно действующую (рис. 4.21, кривая 1), ЭВМ проводит тепловой расчет трансформатора и вычисляет кривую роста температуры (кривая 2). Точка пересечения этой кривой (точка а) с уровнем допустимой температуры (линия 3) определит допустимое время перегрузки $t_{пер}$. Это время сравнивается с допустимой величиной, равной, например, 10 мин. Если оно больше допустимого, то никакой информации дежурному не выдается. Если меньше или равно — выдается сообщение "Ожидается перегрев трансформатора". Оператор должен принять необходимые меры по разгрузке трансформатора. Процесс контроля температуры продолжается до тех пор, пока сохраняется перегрузка трансформатора. Аналогично выполняется и контроль перегрузки синхронных компенсаторов.

Адаптивное управление коммуникациями. С помощью ЭВМ можно управлять работой выключателей. Основная цель — определить благоприятные моменты для операций с выключателями. Так, при трехфазном БАПВ при включении на несинхронно работающие шины ищется момент перехода напряжения биения через нуль. Для этого проводятся частые измерения напряжения с каждой стороны. Выполняется экстраполяция кривой биения, и ищется переход напряжения через нуль. Дополнительно учитывается время упреждения, равное собственному времени выключателя. Оно может зависеть от давления воздуха в приводе выключателя и от наружной температуры воздуха. При таком способе включения снижаются коммутацион-

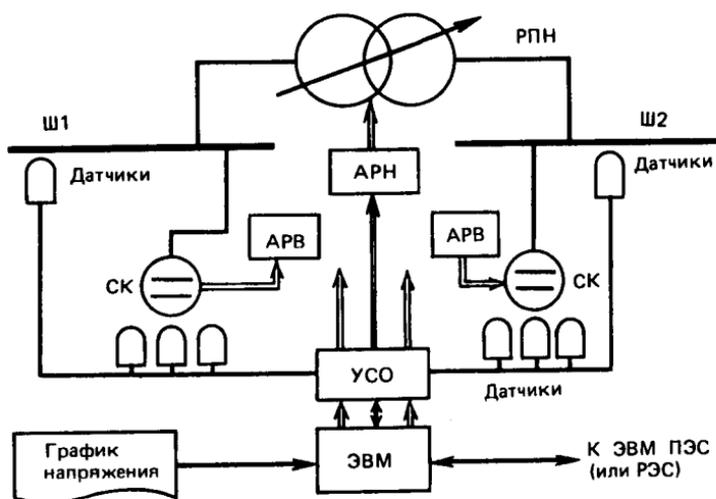


Рис. 4.22. Управление реактивной мощностью на подстанции:

Ш1 и Ш2 — шины, на которых контролируется напряжение; РПН — трансформатор с регулированием под нагрузкой; АРН и АРВ — автоматические регуляторы напряжения и возбуждения; СК — синхронный компенсатор

ные перенапряжения и уменьшается износ контактной системы. Дополнительно после каждого переключения определяется потеря ресурса выключателя на переключение. Она зависит от тока в момент срабатывания выключателя. При однофазном АПВ момент включения определяется моментом погасания дуги и необходимым временем деионизации камеры.

Для управления переключениями важное значение имеет составление бланка переключения и, наконец, прямое управление переключениями, если все элементы (выключатели и разъединители) имеют дистанционное управление. При составлении бланков переключения используются идеи искусственного интеллекта и предварительное занесение в память машины некоторых типовых ситуаций. Ситуации заносятся вручную.

Управление реактивной мощностью. Для оптимального управления режимами важное значение имеет применение ЭВМ для управления реактивной мощностью — синхронными компенсаторами и батареями конденсаторов. Схема управления реактивной мощностью приведена на рис. 4.22, где показано групповое управление возбуждением синхронных компенсаторов или управление напряжением на шинах подстанции. Для уп-

равления возбуждением применяются традиционные регуляторы напряжения. Они получают информацию непосредственно с объекта регулирования. Ту же информацию через устройство связи с объектом (УСО) получает и ЭВМ. Она кроме местной получает и дополнительную информацию с ближайших узлов электрической сети. Участие ЭВМ заключается в изменении уставки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), после чего ЭВМ выводится из регулирования; этим обеспечивается быстрота регулирования и отсутствие перерегулирования.

ЭВМ производит корректировку режима при изменении уставки группового регулятора (например, при изменении нагрузки при переходе к очередному часу), при пуске или останове одной машины СК, при необходимости внести коррекцию в распределение нагрузки. При перегрузке одной из секций по реактивной мощности и при недогрузке другой секции ЭВМ подает команду на изменение коэффициента трансформации трансформатора связи.

Оценка износа оборудования. Зная потери ресурса контактной системы на данный момент времени, начальную величину этого ресурса и задавшись некоторой моделью старения, можно прогнозировать время ремонта соответствующего оборудования.

Решаются и некоторые другие задачи. Так, по команде ЭВМ может включаться и отключаться подогрев масла в баках выключателей, если температура масла снижается ниже заданной величины.

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение и конструктивное выполнение оперативно-информационного комплекса (ОИК)?
2. Зачем нужен межуровневый обмен информацией в АСУ?
3. Выделите из перечня подсистем АСУ энергосистемы те, которые вы считаете наиболее важными.
4. Какие основные моменты контроля баланса мощности?
5. В чем по вашему мнению необходимость и польза от АСУ ТП тепловой электростанции?
6. Нарисуйте упрощенный комплекс технических средств АСУ ТП ТЭС. Нет ли в нем лишних элементов? И наоборот – все ли требования управления учтены при его комплектовании?
7. Что дает персоналу задача регистрации аварийных ситуаций?

8. Попробуйте нарисовать по памяти схему расчета основных технико-экономических показателей ТЭС и их анализа. Зачем нужен анализ ТЭП?

9. Понравилась ли вам описанная в книге автоматизация представления информации оператору?

10. Нарисуйте упрощенную схему многоуровневого автоматизированного цифрового управления энергоблоком.

11. Зачем нужна автоматизация учета топлива на ТЭС?

12. В чем вы увидели отличие в АСУ гидроэлектростанции от АСУ ТЭС?

13. Какую информацию об элементах электрической сети вам необходимо ввести в базу данных, чтобы выполнять режимные расчеты сети?

14. Что такое терминальные абонентские пункты и для чего они применяются в ПЭС?

15. Какие два подхода к автоматизации учета электроэнергии описаны в книге? В чем их основное отличие?

16. Отберите пять наиболее важных с вашей точки зрения задач АСУ ПЭС.

17. Прделайте это для АСУ крупных подстанций. Не пропустили ли авторы книги какую-нибудь важную операцию, которую следует автоматизировать с применением цифровой техники?

18. Какая из задач организационного управления в ПЭС показалась вам наиболее интересной?

Глава пятая

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

5.1. Параметры производственного процесса

Для оптимизации режима энергосистемы надо уметь составлять и использовать математические модели режима. Рассмотрим это подробнее. Используем идеи так называемого кибернетического моделирования.

Управляемые параметры производственных процессов. Изобразим объект управления в виде черного ящика (рис. 5.1). Параметры режима разделим на несколько категорий. Будем различать входные и выходные параметры. Кроме того, разделим параметры (входные и выходные) на управляемые (индекс



Рис. 5.1. Параметры моделируемой системы

y) и неуправляемые *1 (индекс "ну"). К последним относятся те параметры, которыми мы не можем управлять (погода, нагрузка энергосистемы), или не хотим управлять, переводя их в неуправляемые. Это, например, малочувствительные параметры, слабо влияющие на целевую функцию. Параметры процессов, кроме того, могут быть измеримыми (индекс "из") или неизмеримыми (индекс "ни").

Правила выбора управляемых параметров технологического процесса. При разработке математической модели очень важно правильно выбрать управляемые параметры. Выбираемые параметры должны быть:

представительными, т.е. точно характеризовать производственный процесс;

связанными с целевой функцией; желательно, чтобы сама целевая функция измерялась или хотя бы могла быть вычислена по косвенным данным измеримых параметров;

высокочувствительными и существенными; несущественные и малочувствительные параметры лучше перевести в категорию неуправляемых или в ограничения;

составляющими простые соотношения, но усложняющими модель;

измеримыми (неизмеримые параметры относят к внешним факторам); они должны легко кодироваться и вводиться в машину операторами в процессе обычной деятельности, а не быть специальным актом, например сведения о выполненной работе могут вводиться одновременно с оформлением наряда на ремонт линии электропередачи;

связанными с местом повреждения; это облегчает техническую диагностику – обнаружение повреждений;

*1В общем случае управление может быть на входе системы, на ее выходе и на входе и выходе одновременно.

показывающими степень приобретения навыков людьми-операторами в процессе их работы и степень их обучаемости.

Часто не удается выбрать параметры, удовлетворяющие сразу всем этим требованиям. Приходится довольствоваться, например, измеримостью параметра, его чувствительностью и простым влиянием на целевую функцию. Обычно чем меньше мы понимаем то или иное явление, тем больше нам нужно параметров, чтобы его объяснить.

5.2. Этапы моделирования

Моделирование – исследование объектов познания на моделях математических или физических. В книге рассматриваются только математические модели.

Назначение математической модели (ММ) в АСУ – наилучшее (в смысле поставленных целей) управление производством процессом, т.е. принятие наиболее эффективных решений. Это означает, что ММ не просто математическая конструкция, отраженная в памяти ЭВМ и адекватная реальному объекту по каким-то критериям, а удобный инструмент для управления производством – модель принятия решения.

Организация работ по математическому моделированию. Требуется составить математическую модель существующего предприятия и выявить законы его управления. Технологические процессы разнообразны и унифицировать их математическое описание не удастся. Для моделирования их разбивают на типовые подпроцессы. Чем сильнее расчленен процесс, тем легче подобрать к нему типовую схему. Общий ход составления математической модели технологического процесса можно представить в виде шести основных позиций (рис. 5.2). Рассмотрим их подробнее.

Изучение производственного процесса (ПП). Основой изучения производственного процесса является практика работы предприятия автоматизируемого или аналогичного. Для этого проводится его обследование. Оно сводится к постановке наблюдений, экспериментов или к обобщению ранее собранного материала. Эксперимент проводится в производственных или в лабораторных условиях. Часто используется метод последовательных приближений. По данным изучения составляются приближенное описание технологического процесса и приближенная математическая модель. Результаты расчета



Рис. 5.2. Составление математической модели производственного процесса

модели сравнивают с результатами реальной эксплуатации объекта. При их расхождении применяется решение об уточнении модели. Такой способ не всегда применим в сложных системах с большим числом переменных, где не всегда удастся повторить расчетный режим в реальных условиях.

Содержательное описание является исходным материалом для последующих этапов. Это описание совокупности свойств исследуемого технологического процесса, изложенное словесно, в виде простейших зависимостей или структурных схем так, чтобы была ясна постановка задачи. В содержательном описании обосновывается и выбирается (и даже утверждается) целевая функция.

Расчленение процесса на простейшие акты. В технической литературе не описан набор типовых математических моделей характерных технологических процессов в энергетике. Поэтому степень детализации разбиения процесса проектировщик АСУ решает самостоятельно, полагаясь на известные ему типовые примеры. В качестве простейшего акта следует выбирать ту его часть, которую можно описать математически. Лучше пользоваться типовым математическим опи-

санием, если оно уже есть. Описание должно быть простым, а требуемые для описания параметры должны выбираться с учетом описанного выше правила выбора управляемых параметров.

Часто вместо расчленения процесса применяют его эквивалентирование – более обобщенное без деталей представление объекта.

5.3. Математическая модель одноцелевой системы, имеющей один уровень управления

Модель можно представить в виде системы соотношений (уравнений), связывающих показатели производственного процесса, выходные и входные параметры с остальными параметрами и ограничениями. Математическая модель любого технологического процесса включает в себя несколько групп уравнений (неравенств).

1. *Уравнение эффективности* (целевая функция) показывает степень соответствия того или иного решения поставленной цели управления. В вероятностной форме его можно записать так:

$$MЦ(Y, X_y, X_{ny}) \implies \text{extr},$$

где M – символ математического ожидания (опускается при детерминированной форме записи уравнений эффективности); extr – минимум или максимум.

Одноцелевые и многоцелевые модели. В зависимости от условий моделирования процесса может быть одна или несколько целей. Многоцелевые системы будут рассмотрены дальше. Здесь лишь отметим, что в многоцелевых ММ возникает сложная задача согласования целей.

2. *Уравнения связи* описывают технологический процесс системы и показывают зависимость выходных параметров системы от управляемых параметров и состояния управляемых:

$$Y = A(X_y, X_{ny}), \text{ или } Y = A(X).$$

Такая зависимость используется как вспомогательная для вычисления целевой функции. Она называется характеристикой объекта или производства. Это совокупность зависимостей выходов производства Y от его входов X . Для объекта, на вход

которого поступает сигнал $X(t)$, а на выходе получается переменная $Y(t)$, характеристикой является оператор A . Он указывает последовательность и содержание операций получения $Y(t)$ по заданному $X(t)$. В общем случае оператор A характеризует затраты входа на единицу выхода, а также и опережение (запаздывание) выхода по отношению ко входу.

Характеристики можно получить теоретически на основании специальных измерений или непосредственной идентификацией (об определении характеристики в процессе функционирования объекта см. в § 5.11). Характеристики могут быть записаны в неявном виде:

$$A'(X, Y) = 0.$$

Такая запись часто используется при теоретическом анализе поведения объекта.

Стационарные и нестационарные объекты. Если характеристика объекта не меняется с течением времени, объект считается стационарным. Практически из-за старения и по ряду других причин характеристики объекта изменяются со временем. Большинство объектов практически нестационарно. Для них выделяют (если это возможно) время планирования такой длины, на которой объект можно считать стационарным. Учет нестационарности объекта сильно усложняет математическое моделирование.

Задание уравнений связи в памяти машин. При моделировании процессов на цифровых ЭВМ характеристики объектов редко задаются в виде аналитических зависимостей или в виде таблиц, их удобно представлять в форме аппроксимирующих выражений, например в виде интерполяционных полиномов. Такая зависимость значительно компактнее табличной. От того, насколько удачен процесс аппроксимации, сильно зависит математическая модель производственного процесса.

Параметры полиномов выбирают по методу наименьших квадратов. Это можно сделать двояко – не накладывая никаких ограничений на форму полученной кривой и накладывая ограничения. Например, можно ввести требования выпуклости или монотонности характеристики или отсутствия разрывов на некотором заданном ее участке. Второй тип аппроксимации алгоритмически сложнее и дает большую погрешность, но удачно выбранный вид аппроксимирующего выражения может существенно облегчать оптимизационную часть модели; напри-

мер, модель существенно упрощается, если характеристика аппроксимируется выпуклой кривой так, что допускает применение оптимизационного метода Лагранжа. Если все характеристики процесса – линейные функции, а ограничения – линейные неравенства, то процесс может оптимизироваться методами линейного программирования. К сожалению, характеристики технологических процессов чаще всего существенно нелинейны.

Для нас очень важно, что вид аппроксимированной характеристики объекта и способ оптимизации должны быть согласованы.

3. Уравнения ограничений показывают допустимые пределы изменения входных и выходных параметров системы, условия протекания технологических процессов. Ограничения могут быть в форме равенства (ограничения типа баланса) и неравенства (ограничения на пределы изменения параметров). В общем виде ограничение можно записать так:

$$F_{ог\ i}(X, Y) \leq A_{ог\ i}.$$

По виду функции $F_{ог}$ ограничения могут быть линейными или нелинейными. Они могут записываться в детерминированной (определенной) или стохастической (вероятностной) форме. Ограничения часто записывают в виде допустимого диапазона изменения параметров. Так, ограничения на входные (управляемые) параметры в детерминированной постановке можно записать в виде

$$X_{iy\ min} \leq X_{iy} \leq X_{iy\ max}.$$

Ограничения в вероятностной форме записываются в виде некоторой минимальной допустимой величины p_0 – пороговой вероятности выполнения допустимых пределов изменения параметра. Ограничение на управляемый параметр выглядит так:

$$p_i(X_{iy\ min} \leq X_{iy} \leq X_{iy\ max}) \geq p_{0i}; \forall i \in I_{вх}.$$

Запись означает, что управляемый параметр X_{iy} находится в допустимых пределах с вероятностью p_i , большей (или равной), чем допустимое пороговое значение p_{0i} для всех значений i , принадлежащих допустимому множеству $I_{вх}$.

Двусторонние и односторонние ограничения. Ограничения могут быть односторонние (например, если $X_{iy} \leq X_{i \max}$) и двусторонние (все написанные выше ограничения – двусторонние). Они могут быть жесткими, и тогда их нарушение не допускается, так как оно или приводит к разрушению установки, или противоречит физическому смыслу (например, ограничение по ресурсам). Нарушение нежестких ограничений приводит к появлению дополнительного ущерба, но не создает аварийных ситуаций. Так, невыполнение плана промышленными предприятиями приводит к ряду экономических санкций.

В качестве ограничений в организационных системах могут быть не только технологические ограничения, но и директивные указания (например, план работ), имеющие силу закона и обязательные к исполнению. В ограничения могут входить социально-трудовые ограничения, например ограничения продолжительности смены и пр.

Учет ограничений в виде штрафных функций. Подходящая форма записи уравнения эффективности позволяет учесть ряд ограничений с помощью штрафных функций. Если Π – критерий, то ограничения можно учесть его видоизменением:

$$\tilde{\Pi} = \Pi + \sum (X_i - X_{i \max})^n \Pi_0.$$

Здесь $\tilde{\Pi}$ – новый целевой критерий; Π_0 – штрафной коэффициент; $n \geq 2$ – целое положительное число; $X_{i \max}$ – номинальное (допустимое) значение параметра i , для которого необходим учет ограничений, причем

$$\Pi_0 = \begin{cases} 0, & \text{если } X_i \leq X_{i \max}; \\ \Pi_0 (X_i - X_{i \max})^n & \text{– в остальных случаях.} \end{cases}$$

Такой метод применим для нежестких ограничений. Желательно, чтобы коэффициент штрафа соответствовал реальной цене потерь от нарушения ограничения. Однако численное определение его величины связано с большими методологическими трудностями, поэтому часто принимают Π_0 достаточно большим.

4. Уравнения оптимального управления, или уравнения оптимизации. Эти уравнения являются основным результатом

оптимизации. Уравнение управления есть некоторая функция, показывающая оптимальную зависимость управляемых параметров системы от цели, выхода системы и ее неуправляемых параметров:

$$X_{y0} = f_y (Ц, Y, X_{ny}).$$

5. *Оптимизационное звено.* Поиск закона управления является конечным этапом оптимизации поведения систем. Для поиска используются методы оптимизации (оптимизационное звено).

6. *Уравнение адаптации.* В общем случае АСУ – это адаптивная приспособляющаяся система. Под адаптацией будем понимать процесс изменения параметров, структуры системы и управляющих воздействий на основе текущей информации в целях достижения определенного, обычно оптимального состояния системы при начальной неопределенности и изменяющихся условиях работы системы.

При работе объекта энергетики адаптивная система учитывает изменение его характеристики ограничений и целей работы.

5.4. Некоторые виды упрощенных ММ

Математическая модель производственного процесса содержит описанные шесть групп уравнений (неравенств).

Ядро математической модели. Часто в качестве ММ считают только уравнение цели, характеристики объекта и ограничения. Будем называть эти три уравнения ядром ММ и помнить, что это только часть ММ. Отсутствие одной или нескольких групп уравнений определяет соответствующий класс упрощенных моделей. Рассмотрим некоторые из упрощенных моделей.

Модели, не содержащие уравнение адаптации, определяют класс неадаптивных систем.

Имитационная модель служит для того, чтобы по набору внешних факторов или управляемых параметров оператор мог имитировать поведение системы. Имитационная модель содержит уравнения связи и ограничения и включает подсчет (но не оптимизацию) целевой функции. Имитационная модель не имеет оптимизационного звена, тогда как оптимизационная модель обязательно содержит уравнения оптимального управления и при реализации на цифровых ЭВМ сразу выдает

набор управляемых параметров. Включение уравнений оптимизации часто невозможно без упрощения уравнений связи и ограничений, поэтому имитационные модели могут быть точнее оптимизационных. Такие модели широко применяются в диалоговых системах. Их используют на предварительных этапах моделирования для изучения поведения моделируемого объекта. Имитируя поведение системы вблизи оптимума, получают зависимость величины цели от значения управляемых параметров и аппроксимируют эту зависимость. Поиск оптимального варианта управления с помощью таких моделей сложнее и зависит от уровня квалификации человека-оператора.

Модель введения в допустимый режим. Иногда задача управления производством объекта сводится лишь к выполнению ограничений. При значительном числе ограничений введение агрегата в допустимый режим и поддержание его нормального функционирования являются сложной задачей. При моделировании такого процесса управления в качестве целевой функции используются ограничения. Минимизируя суммарное квадратичное отклонение параметров от допустимых значений, вводят режим в допустимую область.

Модель для изучения явления (модель познания). Наиболее простой моделью объекта может быть модель, представляющая собой лишь характеристику объекта. Такая модель непригодна для принятия решения, но может быть использована для изучения явления.

5.5. Пример модели

Требуется составить математическую модель для оптимизации режима тепловой станции из n агрегатов.

Уравнение связи. Рассмотрим каждый агрегат как "черный ящик" (рис. 5.3). На вход подается топливо в количестве V_i , т/ч, на выходе — мощность P_i , МВт. Примем мощность P_i за управляемый параметр. Тогда уравнение связи представляет собой зависимость расхода топлива от мощности $V_i(P_i)$. Эти характеристики считаются известными.

Ограничения. Будут использоваться два ограничения: а) типа баланса — суммарная мощность всех агрегатов должна равняться заданной в данный момент мощности нагрузки; б) типа неравенств — на пределы изменения управляемого параметра, в данном случае на пределы мощности агрегатов:

$$\text{а) } \sum P_i - P = 0; \text{ б) } P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}; \forall i \in n.$$

Целевая функция. В качестве целевой функции примем стоимостную функцию, например стоимость израсходованного топлива. Это условие соответству-



ет примерно максимуму рентабельности энергосистемы:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n u_i B_i(P_i) \Rightarrow \min.$$

Здесь u_i — цена тонны топлива, руб.

Уравнение управления. Чтобы его получить, нужно решить задачу минимизации целевой функции. Используем метод Лагранжа. Тогда уравнение управления будет иметь вид

$$u_i \frac{\partial B_i(P_i)}{\partial P_i} = \text{idem.}$$

Символ в правой части означает одинаковость условия для всех электростанций. Применяем метод Лагранжа, мы наложим ограничения на вид характеристик связи $B_i(P_i)$: для применимости метода они должны быть выпуклыми вниз.

Уравнения адаптации. При нормальной ситуации управление идет по выведенному закону, минимизирующему расход топлива. В более сложной, например в аварийной, ситуации устройство адаптивности может изменить целевую функцию и от управления из условий экономичности перейти, например, к регулированию на максимум надежности или живучести. Это потребует перестройки алгоритма управления. Внешние условия могут изменить ограничения, повлиять на форму характеристики объекта. Методы адаптации можно применить и для вычисления характеристик.

Оценочная модель. Это совокупность уравнений связи, ограничений и уравнений для вычисления (но не оптимизации) целевой функции, т.е. ядро модели:

$$1. B_i(P_i); \forall i \in n;$$

$$2. \sum_{i=1}^n P_i - P = 0;$$

$$2a. P_i \min \leq P_i \leq P_i \max; \forall i \in n;$$

$$3. \Pi = \sum_{i=1}^n u_i B_i(P_i).$$

Задаваясь набором мощностей любых $(i-1)$ агрегатов, удовлетворяющих условию 2а, из условия 2 найдем мощность последнего. Если она допустима (удовлетворяет условию 2а), то можно вычислить Π и оценить ее величину. В оценочную модель входят $n + 2$ уравнений и $n + 1$ ограничений.

Модель введения в допустимый режим. Здесь целевая функция совпадает с ограничениями и имеет, например, такой вид: минимизация штрафной функции при отклонении управляемого параметра от допустимого значения:

$$\Pi = \sum_{i=1}^n \Pi_{0i} (P - P_{д})^{\lambda_i} 0$$

Применив эту целевую функцию к характеристикам объекта, найдем соответствующее уравнение управления.

Модель для изучения явления будет содержать лишь характеристики агрегатов.

5.6. Многокритериальность и ее учет в математических моделях

В большинстве реальных случаев выбора решения имеется не один, а несколько достаточно существенных критериев оптимальности, и все они должны быть учтены. Возникает проблема многокритериальности, или проблема векторной оптимизации. При ее решении приходится учитывать противоречивость критериев и вводить некоторые принципы компромисса. К сожалению, теория векторной оптимизации разработана еще недостаточно.

Пусть X_0 – решение, определенное на допустимом множестве решений D . Его качество оценивается набором из n скалярных критериев c_1, c_2, \dots, c_n , образующих вектор эффективности Π . Вектор Π связан с решением некоторым отображением $X_0 \rightarrow \Pi = F(x)$. Необходимо найти такое допустимое и наилучшее решение $X_0 \in D$, которое оптимизирует вектор эффективности Π . Модель оптимизации имеет вид

$$X_0 = F^{-1}(\text{opt } \Pi(X)); X_0 \in D,$$

где opt – оператор оптимизации; F^{-1} – обратное преобразование Π в X .

Векторная оптимизация. Возникает проблема выбора принципа оптимальности: в каком смысле понимать оптимальность получаемого решения? В случае скалярной (однокритериальной) оптимизации существует ясный принцип отбора оптимальных решений, например $\Pi(X_0) \geq \Pi(X)$, если идет максимизация

критерия. В случае векторной оптимизации нужно определить принцип выбора оптимальных решений. Эта проблема носит название проблемы скаляризации и сводится к выбору некоторого обобщенного скалярного критерия, являющегося функцией локальных критериев. Выбор принципа (концепции) строго не формализуется, проводится человеком-оператором или лицом, принимающим решение.

Область компромиссов. Выделим из области допустимого множества решения D некоторую область $P \in D$. Пусть P обладает тем свойством, что все принадлежащие ей решения не могут быть улучшены одновременно по всем локальным критериям. Это значит, что в любом решении, взятом из P , имеется противоречие хотя бы с одним из локальных критериев. Область P назовем областью компромиссов (область Парето). При любом выборе решений из этой области нужно заранее условиться о каком-то компромиссе. При векторной оптимизации решение всегда приходится выбирать из P , так как вне этой области решение можно улучшить сразу по всем критериям. Поэтому первый шаг векторной оптимизации заключается в поиске границ области компромиссов. Это сужает область возможных решений. Дальнейшая оптимизация связана с вторжением в зону компромиссов.

Принципы компромисса. Рассмотрим некоторые из них. Начнем с принципа справедливого компромисса. Пусть все критерии имеют одинаковую важность. Справедливым будем считать такой компромисс, при котором уровень снижения качества по одному или нескольким критериям не превосходит относительно уровня повышения качества по остальным критериям. Вводится цена уступки

$$\kappa_i = \frac{1}{u_i} \frac{du_i(X)}{dX}$$

и выбирается такое решение, для которого уступки по всем локальным критериям одинаковы:

$$\kappa = \text{idem.}$$

Если критерии имеют разную важность, то к цене уступки можно ввести дополнительный коэффициент a , считая, что

$$\kappa_i = a_i \kappa_i,$$

и максимизировать выражение

$$X_0 = F^{-1} (\max \prod_i u_i^{a_i}(X)); X \in G.$$

Ввести коррективы к цене уступки можно экспертным путем. Вместо абсолютной величины критерия может вводиться его относительная величина, например, по отношению к максимально возможному значению локального критерия

$$\tilde{u}_i(X) = \frac{u_i(X)}{\max u_i(X)}; X \in G.$$

Предпочтение автоматически отдается критерию с наибольшей величиной локального оптимума, при этом нарушается равновесие критериев, что является недостатком такой нормализации.

Принцип интегральной оптимизации. Наиболее общим случаем является среднеинтегральная оптимизация. Она записывается так:

$$X_0 = F^{-1}(\max \sum_i^s u_i^s(X)); X \in G.$$

Здесь в качестве критерия оптимальности берется среднее s -й степени от суммы нормализованных u_i .

Рассмотрим два крайних принципа оптимальности, которые можно вывести из интегрального принципа соответствующим выбором s .

Равномерная оптимизация требует равномерного повышения уровня всех нормализованных критериев, подтягивая в первую очередь наиболее отстающие из них – минимальные:

$$X_0 = F^{-1}(\max \min \tilde{u}_i(X)); X \in G.$$

Дифференциальная оптимизация. Метод противоположен рассмотренному и требует максимизации в первую очередь самых высоких локальных критериев:

$$X_0 = F^{-1}(\max \max \tilde{u}_i(X)); X \in G.$$

Три последних принципа предполагают, что все нормализованные критерии имеют одинаковую важность. Разную ценность критериев можно учесть умножением взвешенного критерия на его цену a_i , т.е. провести дополнительную нормализацию критерия числовым вектором цен.

Практические способы учета многокритериальности. Рассмотрим в свете изложенной теории несколько практических методов векторной оптимизации. Но они являются, скорее, возможным подходом, чем действительно универсальным средством.

Принцип жесткого приоритета. Расположим критерии в ряд по их важности с учетом того, что u_1 более предпочтителен, чем u_2 , а u_2 предпочтительнее u_3 и т.д. Найдем локальный оптимум наиболее важного критерия u_1 . Зафиксируем его в виде ограничения и найдем локальный оптимум второго критерия, снова зафиксируем его в виде ограничений и т.д. При этом область допустимых решений будет последовательно уменьшаться. В результате получим некоторое квазиоптимальное подмножество решений. Окончательное решение будет выбирать человек-оператор.

Субоптимизация. Критерии ранжируют по степени их важности, выделяют один самый главный, а остальные переводят в ограничения. Это метод вытекает из принципа жесткого приоритета и применяется достаточно часто.

Средневзвешенный критерий. Разным критериям можно приписать разный вес обычно методом экспертных оценок и сформировать средневзвешенный критерий:

$$Ц = a_1 u_1 + a_2 u_2 + \dots + a_n u_n,$$

где $a_i \geq 0$ – вес i -го критерия. Управление ведется по экстремуму этого взвешенного критерия.

Экспертный выбор окончательного варианта. Проведем оптимизацию системы n раз по каждому из критериев. Сравним результаты и методом экспертных оценок выберем один из них. Сложность здесь заключается в большом времени счета, в возможности появления несовместимости решений при соблюдении ограничений и в известном "волюнтаризме" при выборе окончательного решения. Если все эти способы выбора критерия почему-то оказались неудовлетворительными, бывает полезно оценить их с точки зрения управления на более высоком уровне иерархической системы управления.

Принцип согласования целей как элемент ММ. При математическом моделировании многоцелевых систем в ММ должен включаться принцип согласования целей, который явится дополнительным элементом ММ. В адаптивных моделях он может меняться в зависимости от условий работы объекта. В человеко-машинных моделях он может задаваться лицом, принимающим решение.

5.7. Учет иерархии управления при моделировании режима

Управление энергетикой выполняется по иерархическому принципу. Под иерархией понимается наличие нескольких ступеней управления и подчинения низшего звена высшему. Выделим три момента, присущих иерархическим системам управления: последовательное вертикальное расположение подсистем, составляющих данную систему; право вмешательства (приоритет) подсистем верхнего уровня в деятельность подсистем нижнего уровня; зависимость действий верхнего уровня от фактического исполнения своих функций нижними уровнями.

Иерархия в управлении необходима потому, что система, которой управляют, настолько велика, что управлять ею непосредственно не удастся из-за чрезмерно больших потоков информации. Иерархия управления отражает физическую иерархию больших систем энергетики, которые состоят из достаточно независимых уровней.

Иерархическое управление имеет ряд преимуществ. Прогресс развития управления часто идет путем добавления некоторых элементов более высокого уровня. Иерархическое управление позволяет проводить интеграцию управления. В таких системах сохраняется четкое разделение функций между ступенями управления с обязательным подчинением нижних звеньев высшим, отсутствует дублирование. При правильно выбранной структуре управления и представлении нижним уровням определенной самостоятельности удастся лучше использовать имеющиеся ресурсы. Использование иерархии облегчает моделирование сложных реальных систем. Иерархия позволяет разделить сложные проблемы на подзадачи и решать их при ограниченных решающих возможностях каждого уровня, облегчает программирование выделенных подзадач в АСУ. Наконец, иерархия повышает адаптивность и живучесть системы. Внешние возмущения и неисправности часто локализуются только на нижних уровнях при существенной помощи верхних уровней в нормализации возникшего положения.

Недостатки. Отметим сложность управления такими системами. Ее режим нелегко проанализировать, не всегда легко воздействовать на нее извне. В иерархической системе управления возможно появление конфликтных ситуаций между уровнями управления. Передавая по иерархической цепи какое-либо сообщение (приказ, информацию) и ожидая доклада об исполнении, начальник рискует быть неправильно понятым. Это будет, если его распоряжение показалось адресату недостаточно ясным (например, очень длинным). Если сообщение носит очень категорический характер, а не является попыткой установить контакт с подчиненными, то оно может встречаться психологически отрицательно, даже враждебно. Оно может прийти в неподходящий момент или в неблагоприятных условиях (например, при шуме во время передачи устных сообщений). Опасность получения неправильных сообщений растет с увеличением числа уровней иерархии.

Децентрализация управления. По мере роста размеров предприятия его руководитель не может сам принимать все решения. Он передает (делегирует) часть своих полномочий подчиненным или специально созданным административным подразделениям. Если передана значительная часть полномочий, то говорят о децентрализации управления. Чрезвычайно важным в условиях АСУ является поиск разумной степени децентрализации управления. Мерой децентрализации может служить количество решений, принимаемых на нижних ступенях управления в процентах общего числа решений.

Децентрализация эффективна на больших предприятиях, где для централизованного управления нужно создавать слишком много ступеней управления. Она эффективна на подразделениях предприятия, удаленных от основного производства (филиалах). Децентрализация препятствует иногда проведению единой политики, затрудняет контроль управления. Для такой системы нужны хорошо подготовленные руководители, плохой руководитель может принять решение, противоречащее общим интересам, или побоится принимать сложные решения. В зарубежной литературе интенсивно обсуждается вопрос о достоинствах и недостатках централизованной и децентрализованной систем управления. При решении этой проблемы в условиях создания АСУ нужно помнить, что проблема поиска разумной децентрализации – это прежде всего проблема меры. Нужна децентрализация, наиболее подходящая для данных условий управления.

Влияние иерархического уровня на динамичность управления и потоки информации. Чем выше уровень управления, тем крупнее участок, охватываемый оперативным управлением. По мере продвижения вверх информация все больше отстает от технологического процесса. Более общими становятся и функции оперативного персонала, уменьшается степень динамики управления, замедляются операции по выработке решения. Вычислительные устройства младших рангов работают в реальном масштабе времени, в ритме с технологическим процессом¹. По мере передачи информации к более высоким уровням производится усреднение потоков информации. Количество информации, выходящей из узла к старшему уровню, уменьшается (сжимается) по сравнению с количеством информации, прихо-

¹В известном смысле управлять нижним рангом труднее, чем верхним.

дящей к этому узлу с низших уровней. Узлы можно рассматривать как потребителей информации, если она движется снизу вверх. Наоборот, при передаче сверху вниз распорядительной информации узлы генерируют дополнительную информацию.

Необходимое число уровней иерархического управления. Разумное число уровней управления различно, оно зависит от размера производства, от числа его подразделений, характера переработки информации в узлах, от территориального размещения подразделений и стоимости каналов связи. Максимально возможное число уровней невелико, и его можно найти полным перебором. В большинстве случаев при создании АСУ стремятся к минимальному числу уровней иерархии.

В иерархических системах вышестоящий уровень не имеет полной информации о состоянии объектов нижерасположенного уровня. Отсутствие полной информации (а в этом и состоит смысл иерархической системы) заставляет вводить итерационные методы управления. В иерархических системах могут наблюдаться случаи, когда критерии подсистем не совпадают с критериями всего объединения. Не исключаются и ситуации, когда управляющие операторы на нижнем звене будут пытаться скрыть часть ресурсов производства от вышестоящих организаций.

Управление в иерархической системе сводится к разделению всей системы на отдельные звенья – подсистемы. Такое разделение называется декомпозицией. В подсистемах выбирается оптимальной режим функционирования, а затем увязывается режим связей, объединяющих подсистемы, при этом проводится внесение уступок, ухудшающих режим отдельной подсистемы.

5.8. Моделирование многоуровневых многоцелевых объектов управления

Двух- или трехуровневое управление требует организации межмашинного обмена между ВЦ разных уровней в процессе итеративного счета. Многоуровневые итеративные процедуры принятия решения в настоящее время применяются редко. По мере внедрения каналов прямой междумашинной связи подобные методы начнут внедряться в практику управления. Сейчас по эквивалентным характеристикам крупных генерирующих узлов производится одноуровневая оптимизация режима, обычно на уровне ОДУ, а затем по зафиксированным значениям

межсистемных потоков мощности проводится дооптимизация режима генерирующей единицы (энергосистемы, станции), ранее заданной эквивалентной характеристикой.

Принципы координации как элементы математической модели. Принцип координации подсистем является элементом математической модели многоуровневых систем управления. Он может быть задан в ММ постоянным условием, может адаптивно изменяться в зависимости от условий работы моделируемой системы. Он может быть записан в виде конкретного алгоритма или вводиться в ММ человеком-оператором (лицом, принимающим решения) в процессе решения задачи.

Полная структура ММ. Ранее мы получили структуру одноцелевой одноуровневой ММ. Усложним ее. В зависимости от числа целей модель может быть одноцелевой или многоцелевой (векторной). Для многоцелевых моделей управление цели должно дополняться принципом компромисса – сведения всех целей к одной цели (к одноцелевой модели). В состав

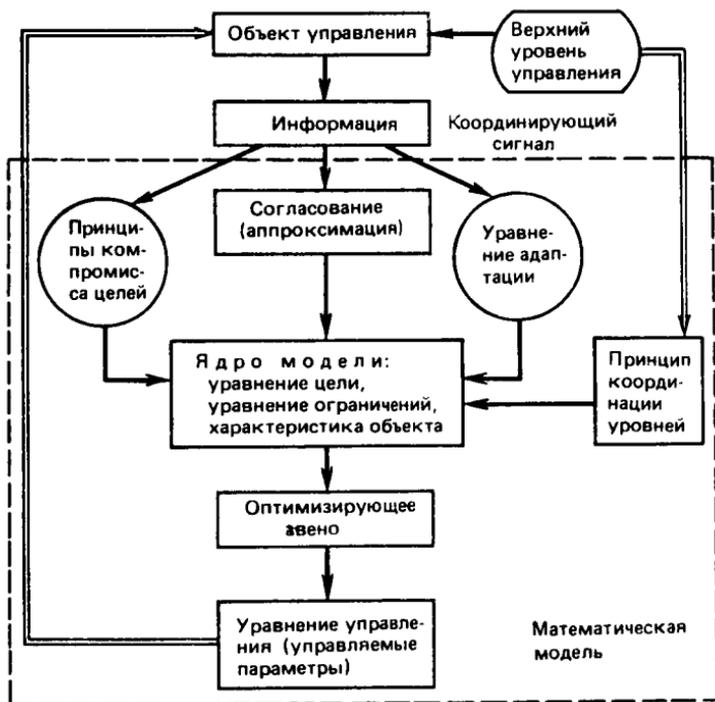


Рис. 5.4. Структура и основные составные части многоуровневой, многоцелевой адаптивной и согласованной ММ

моделей многоуровневого управления (или иерархических моделей) дополнительно должен входить способ согласования целей на двух соседних уровнях управления, или принцип координации.

Наконец, для согласования оптимизационного звена модели с видом ее характеристики нужно аппроксимирующее звено модели. Это звено должно аппроксимировать характеристику объекта по наблюдаемым или иным точкам так, чтобы она была пригодна для данного оптимизационного метода, например провести линейную аппроксимацию, если используется линейное программирование. Модель усложнилась (рис. 5.4). Упрощение математической модели достигается пропуском одного или нескольких составляющих. Это определяет разные классы моделей.

5.9. Особенности разработки математических моделей в энергетике

Три вида моделей. Модель существенно зависит от имеющейся информации, ее достоверности, способа получения и применяемого оптимизационного метода. Рассмотрим три случая, когда:

а) можно смоделировать ситуацию и получить ответ о наиболее целесообразном поведении системы; это случай оптимизационной модели, здесь принятие решения можно целиком доверить машине;

б) можно смоделировать ситуацию, но нельзя получить ответ о желаемом управлении (случай оценочной модели); решение принимает человек;

в) ситуацию нельзя смоделировать целиком из-за недостатка информации, средств или нашего понимания; в этом случае полезно разбить задачу на подзадачи и попытаться составить для них оценочные модели.

Случай «а» принадлежит к области рутинных расчетов, случаи «б» и «в» – к области человеко-машинных систем. Практика АСУ показывает, что по мере накопления опыта область рутинных расчетов увеличивается, а области «б» и «в» сокращаются. То, что вчера казалось невозможным формализовать, сегодня с успехом передается машине.

Простота моделей. Упрощение модели хотя и приводит к понижению точности, но является в большинстве случаев совершенно необходимым. Математическая модель – это разумный компромисс между простотой и точностью.

Система моделей. Для описания поведения даже одного объекта в различных условиях или для решения разных производственных задач требуется не одна модель, а некоторая совокупность моделей.

Детерминированные и вероятностные модели. Можно представить три случая составления модели: определенные – когда вся информация задана однозначно (детерминированная модель); вероятностно-определенные – в число связей входят вероятностные (случайные) величины, но для каждой из них известно вероятностное описание; неопределенные – для одной или нескольких случайных величин неизвестно вероятностное описание, и случайная величина задается диапазоном ее изменения.

При составлении математической модели в энергетике часто приходится учитывать вероятностные события. В вероятностно-определенной модели случайные величины задаются законами распределения. Часто ограничиваются их числовыми характеристиками: средними значениями, средними квадратичными отклонениями (дисперсиями) и корреляционными моментами для нескольких случайных величин. В случае вероятностно-определенной модели решение зависит от конкретных значений, принимаемых случайными величинами. Однозначный вариант получается лишь как оптимальный в среднем в виде минимума математического ожидания целевого функционала или в виде некоторых оптимальных зависимостей. Оптимизационное решение таких задач очень трудоемко. Часто применяются методы статистического моделирования.

В случае неопределенности можно говорить лишь о выборе некоторых рациональных вариантов. Неопределенность исходной информации приводит к неопределенности окончательного выбора, который находится волевым путем среди вариантов, рациональных в том или ином смысле. При этом можно использовать ряд критериев из теории игр, например минимаксные критерии. Наиболее перспективными здесь будут накопление наблюдений в процессе эксплуатации и перевод управления из условий неопределенности к условиям вероятностно-определенных моделей.

Учет возмущений (среды) в математической модели. Возмущения можно разделить на внутренние и внешние. Внутренние возмущения связаны с состоянием технологического оборудования и с изменением условий производства (температуры

окружающей среды или охлаждающей воды на ТЭС и пр.), внешние – с подачей сырья, энергии, с изменением спроса на продукцию. Все эти возмущения, за исключением планово-директивных, носят стохастический характер. Если известен закон распределения величины возмущений, то его можно наложить на математическую модель объекта и исследовать ее влияние, например, методом Монте-Карло.

5.10. Моделирование непрерывных процессов

Представление непрерывных производств. Непрерывное во времени производство, такое, как энергетика, можно представить совокупностью технологических установок и аппаратов, связанных продуктопроводами (трубопроводами), электрическими сетями и т.п. Модель такого производства – граф. Его узлы – это технологические аппараты или места соединения нескольких трубопроводов или линий электропередачи, ветви – трубопроводы или другие технологические потоки. Производство можно описать в памяти цифровой ЭВМ в виде двух массивов: ветвей и узлов. Каждая ветвь записывается своим началом и концом – номером узла, из которого она выходит, и номером узла, в который заходит, – и показателями этой ветви. Массив узлов – это совокупность номеров и наборов параметров, характеризующих данный технологический узел (нагрузка, максимальная производительность, давление, температура и т.д.).

Управление непрерывными производствами. Управление существенно зависит от индивидуальных особенностей технологического процесса. Если процесс стабилен и протекает в условиях, близких к оптимальным, то управление может сводиться лишь к поддержанию заданных режимов (стабилизации). Это самый простой случай управления, который редко встречается в энергетике, поскольку нагрузка энергосистем обычно нестабильна. Приходится учитывать большую инерционность оборудования. Так, некоторое оборудование нельзя или невыгодно останавливать, останов другого оборудования приводит к его остыванию, и в последующем на пуск этого оборудования нужно затратить большое количество ресурса (топлива), причем процесс разогревания может продолжаться несколько часов.

Снижение нагрузки предприятия может привести к неэкономичной или нестабильной работе оборудования и потребовать отключения части параллельно работающих агрегатов с последующим включением при увеличении нагрузки. В непрерывных производствах появляется специфическая задача о целесообразном числе нормально работающих агрегатов (задача выбора состава агрегатов).

Описание непрерывных производств с помощью закона Кирхгофа. Системы непрерывных производств часто можно описывать как детерминированные системы. При моделировании таких производств используют балансовые уравнения или уравнения Кирхгофа. Чаще используют первое уравнение Кирхгофа, гласящее, что сумма материальных потоков, сходящихся в узле, не имеющем емкости, равна нулю. Рассмотрим составление балансового уравнения для узла системы.

Балансовое уравнение для узла. Если x_{is} – параметр входа в s -й момент времени, y_{is} – то же для выхода, то балансовое уравнение можно записать в виде

$$\sum_k x_{is} = \sum_l y_{is},$$

где k и l — число входов и выходов системы. Такая запись справедлива для системы без транспортного запаздывания (без емкости). Появление промежуточной (буферной) емкости меняет вид уравнения связи вход-выход:

$$\frac{dv_i}{dt} = \sum_{s=1}^k x_{is}(t) - \sum_{s=1}^l y_{is}(t),$$

где v — емкость запаса продукта.

В интегральной форме это уравнение будет иметь вид

$$v(t) = v_0 \int_{t_0}^{t_0+t} (\sum x_{is}(t) - \sum y_{is}(t)) dt.$$

Это уравнение называется основным уравнением запаса.

Учет буферной емкости при моделировании. Если емкость запаса достаточно велика и $dv/dt \rightarrow 0$, то вход и выход системы можно рассматривать независимо. Это значит, что управление непрерывными процессами существенно зависит от наличия в технологической цепи промежуточных (буферных) емкостей — складов. Если они достаточны, можно моделировать и оптимизировать процессы на участке между ними независимо друг от друга. Склад готовой продукции в конце непрерывного процесса позволяет стабилизировать технологический процесс при переменном спросе на этот продукт. В электрических системах нет складов готовой продукции, и проводить разбиение на независимые подсистемы не удается.

5.11. Адаптивные модели

Адаптивные модели широко используются при управлении непрерывными производствами. Адаптивные модели — это модели, уточняющиеся по мере накопления информации об объекте. В начале эксплуатации параметры модели (оператор A , см. § 5.3) определяются по имеющейся информации. По этой модели рассчитывают оптимальные управляющие воздействия. Их реализуют и получают новую экспериментальную информацию о поведении системы, которую используют для нового уточнения модели. По новой модели вновь рассчитывают уточненные управляющие воздействия, реализуют их и вновь уточняют модель и т.д. Если при этом процесс вычисления параметров модели сходится, то такое управление приводит к оптимальному результату.

Идентификация объекта. На каждом шаге такого процесса приходится определять характеристики объекта, иначе говоря, приходится проводить идентификацию объекта. Под идентификацией понимают определение степени и формы связи между входными и выходными переменными (определение оператора A или характеристики объекта), определение стацио-

нарности этих функций, степени адекватности модели и объекта. Для идентификации используются разные модификации метода наименьших квадратов и метод стохастической аппроксимации.

Метод наименьших квадратов. Рассмотрим объект с k входами и одним выходом y . Пусть связь между переменными описывается соотношением

$$y = \sum a_i \varphi_i(x),$$

или в матричной форме

$$y = a^T \varphi(x),$$

где $\varphi_i(x)$ – заданная аппроксимирующая функция; a^T и y – n -мерные вектор-столбцы; индекс "Т" означает операцию транспонирования.

Задача идентификации для стационарного объекта сводится к поиску наилучшей оценки вектора a . Она вычисляется из условия минимума среднего квадрата ошибки воспроизведения характеристики объекта на m последовательных интервалах времени ($j = 1, 2, \dots, m$). Квадрат ошибки воспроизведения θ

$$\theta(a) = \left[\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m y_j - \sum_{i=1}^k a_i \varphi_i(x_j) \right]^2 \Rightarrow \min.$$

Здесь y – данные наблюдений; a – искомые коэффициенты.

Приравняв нулю частные производные от θ по координатам вектора a_i , получим систему линейных уравнений, из которой найдем вектор оценок $a(t)$. Вычислить вектор оценок $a(t)$ можно, если последовательность наблюдений y содержит n линейно-независимых векторов.

5.12. Модели для проектирования

Проектирование требует отыскания компромисса, обеспечивающего разумное (а иногда и оптимальное) равновесие целей, поставленных перед системой, и средств, с помощью которых эти цели могут быть реализованы. Задачу проектирования системы можно представить как процесс минимизации некоторого показателя эффективности Π , который зависит от ряда параметров установки X_1 , от условий эксплуатации X_2 – ограничения, от времени t и надежности системы θ :

$$M(\Pi(X_1, X_2, t, \theta(X_1, X_2, t))) \Rightarrow \min, X_1 \in \tilde{X}_1; \tilde{X}_2 \in X_2,$$

при этом векторы X_1 и X_2 принадлежит некоторому допустимому множеству \tilde{X}_1 и \tilde{X}_2 , а надежность зависит от параметров системы, условий эксплуатации и времени.

Задачи синтеза и анализа АСУ. Под автоматизированной системой управления понимаем единство объекта управления и

системы управления. Об этом часто забывают, и в качестве АСУ рассматривается только информационно-управляющая часть, оторванная от объекта управления. Такая постановка хотя и естественна, поскольку в настоящее время АСУ создаются в качестве надстройки к сложившимся объектам, но может привести к серьезным отрицательным последствиям. В будущем на новых предприятиях АСУ должны создаваться одновременно со строительством предприятия.

Стадия синтеза. Комплексное создание системы управления – одновременное проектирование объекта управления и информационно-управляющей системы – может дать очень большой эффект, такой, какого никогда не даст простая надстройка. Увязка объекта с системой управления позволит сделать объект более управляемым, снизить прочностные и иные технологические запасы оборудования. Контроль параметров состояния оборудования с помощью ЭВМ и уменьшение вероятности выхода параметров за критические разрушающие конструкции значения (с одновременным эффективным машинным управлением в момент аварии) позволяют существенно снизить стоимость оборудования и улучшить его эксплуатационные свойства. Сегодняшнее состояние АСУ можно уподобить стадии анализа существующих объектов. Завтрашняя стадия – стадия синтеза, одновременности проектирования АСУ и управляемого объекта.

Проектирование по схеме синтеза – это объединение проектирования объекта с проектированием его системы управления. После формулирования целей технологического процесса он разбивается на подсистемы. Для каждой подсистемы определяются цели и выбирается система управления. Выделенные подсистемы объединяются в систему управления. Проверяется качество функционирования всего предприятия в целом. Если оно неудовлетворительно, разделение на подсистемы уточняется одновременно с уточнением параметров управляющей системы. Остальные этапы создания объекта достаточно очевидны (рис. 5.5).

Построенный объект не сможет работать без АСУ. В случае отказа системы управления человек-оператор не сможет полностью резервировать ЭВМ. Значит, к схеме АСУ, выбранной по методу синтеза, предъявляются более жесткие требования по надежности, чем к АСУ-надстройке.



Рис. 5.5. Моделирование при проектировании производственной системы совместно с системой управления

Приспособленность оборудования к АСУ. Энергетическое оборудование создавалось давно и малоприспособлено для кибернетических систем. Многие агрегаты до сих пор не комплектуются необходимым измерительным оборудованием. Само управление излишне сложно, обычно имеет не одно, а много мест управления. При использовании системного подхода и синтеза системы управления и технологического процесса можно более четко сформулировать требования к управлению той или другой подсистемы, к ее оснащению измерительной аппаратурой.

Часть II

ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Глава шестая

НАИВЫГОДНЕЙШЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

6.1. О рациональном управлении энергосистемой

Управление энергосистемой производится за счет изменения ее состояния или параметров режима. Состояние ЭЭС определяется схемой системы, генераторным оборудованием, устройствами регулирования, устройствами автоматики и др. Главным параметром управления является активная мощность ЭЭС. Она может изменяться за счет состава включенного генераторного оборудования на станциях и за счет его загрузки.

Режимные задачи многообразны, и многие зависят от состава работающего оборудования и распределения нагрузки между агрегатами и станциями. Для нормальных режимов наиболее характерными являются следующие задачи:

- составление балансов мощности и энергии;
- определение перетоков мощности между энергосистемами;
- выбор состава работающих агрегатов на электростанциях;
- распределение нагрузки потребителей между агрегатами, станциями, энергосистемами, объединениями;
- выбор эксплуатационной схемы электрической сети;
- расчет потокораспределения и напряжения в электрической сети;
- выбор и размещение оперативных резервных мощностей в ЭЭС;
- регулирование частоты;
- регулирование напряжения;
- настройка систем автоматики и релейной защиты;
- распределение топливных ресурсов;
- регулирование стока водохранилищами ГЭС;
- планирование ремонтов;
- определение технико-экономических показателей.

Приведенный перечень является далеко не полным, причем в каждой из перечисленных задач имеется множество подзадач.

В общем случае задача распределения нагрузки сложна, что определяется большими масштабами энергетики, большим различием технических, экономических и режимных характеристик отдельных элементов ЭЭС, влиянием энергетики на другие отрасли народного хозяйства. Для создания практических методов расчета производится декомпозиция общей задачи на ряд более простых и взаимосвязанных подзадач. Декомпозиция осуществляется на основе иерархических принципов управления энергетикой (см. гл. 1). Иерархическая декомпозиция существенно упрощает общую задачу наивыгоднейшего распределения нагрузки и позволяет увязать подзадачи с организационными и техническими средствами управления режимами.

При декомпозиции возникает потребность в укрупнении (эквивалентировании) частей системы, которые представляются своими эквивалентными характеристиками. Здесь требуется агрегирование информации.

При решении общей задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки в энергосистемах широко используются современные методологические принципы декомпозиции, эквивалентирования, агрегирования, диакоптики и пр. Поясним их применение.

Иерархия в пространстве имеет четыре уровня, и поэтому имеются четыре модификации задачи.

Первый уровень – наивыгоднейшее распределение нагрузок между объединениями Единой энергосистемы СССР, определение режима межсистемных электропередач и графиков нагрузок отдельных энергосистем.

Применяется эквивалентирование электрических сетей, генераторных и нагрузочных узлов. Энергосистемы или группы электростанций эквивалентированы и представляются эквивалентными энергетическими характеристиками. Например, можно использовать эквивалентную характеристику изменения эксплуатационных издержек производства в системе в зависимости от ее мощности или характеристики суммарного расхода условного топлива системы от мощности группы ТЭС и др. Методика построения эквивалентных характеристик дается в гл. 7.

Каждая гидростанция также представляется эквивалентной характеристикой, но для группы гидростанций построить эквивалентную характеристику чаще всего нельзя ввиду различия их напоров и расходов.

Второй уровень – наивыгоднейшее распределение нагрузки между энергосистемами объединения (ОЭС) и крупными электростанциями с определением графиков нагрузки районных энергосистем (РЭС) и режима электропередач объединения. Применяется эквивалентирование электрических сетей, генераторных и нагрузочных узлов. Принципы эквивалентирования такие же, как и для первого уровня, учитывается только другая структура объединения.

Третий уровень – наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями РЭС, расчет режима электрических сетей. Определяются графики нагрузок отдельных электростанций и режим электрических сетей. Применяется эквивалентирование агрегатов электростанций и электрической сети. Отдельные же электростанции или крупные агрегаты представляются своими энергетическими характеристиками.

Четвертый уровень – распределение нагрузок между агрегатами электростанций. Эквивалентирование не применяется. Определяются мощности агрегатов с учетом потребления энергии на собственные нужды станции.

Все уровни взаимосвязаны. Для любого нижнего уровня нагрузки станции, перетоки по ВЛ и другие параметры определяются, исходя из условий, формируемых на более высоком уровне. В то же время эквивалентирование агрегатов и электрических сетей на верхних уровнях производится с учетом технических характеристик и параметров отдельных элементов и узлов энергетической системы, определяемых на нижних уровнях.

Иерархия во времени имеет в условиях эксплуатации три уровня, и соответственно различаются задачи.

1. Составление долгосрочных планов (от месяца до года вперед) с определением прогнозируемых характерных графиков нагрузок ЕЭС, ОЭС, РЭС и отдельных электростанций. Поскольку прогнозируется и вся исходная информация, то многие детальные свойства системы либо опускаются, либо учитываются приближенно. Цель этих расчетов – определить те режимы, которые необходимы для планирования технических и хозяйственных мероприятий в системе.

2. Составление краткосрочных планов от суток до месяца вперед с определением графиков нагрузок ЕЭС, ОЭС, РЭС и отдельных электростанций. На этом уровне в полной мере учитываются все свойства и характеристики системы. По-

лученные графики нагрузок в условиях нормальной эксплуатации главным образом и обеспечивают экономичность режима системы. Однако ввиду вероятностного характера нагрузок потребителей плановый режим может корректироваться, причем при коррекции роль факторов надежности значимее факторов экономичности. Коррекция осуществляется на третьем уровне.

3. Регулирование мощностей электростанций в темпе протекающих в энергетике процессов. При этом применяется автоматическое регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности, перетоков по линиям связи, производится оперативное управление режимом энергосистемы, коммутацией сети, выводом оборудования в ремонт, маневрирование резервами и др. Следовательно, цель этих расчетов – коррекция плановых режимов энергетической системы.

Ситуативная иерархия позволяет отдельно рассматривать задачи распределения нагрузок в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях работы системы. Естественно, что в аварийных режимах условия экономичности не принимаются во внимание. Главное в этих условиях – обеспечение возможно большего уровня надежности и получение энергии нормируемого качества. В послеаварийных режимах уже частично решается задача наивыгоднейшего распределения нагрузок. В книге рассматриваются только задачи нормальной эксплуатации.

Декомпозиция на основе учета иерархии управления энергетикой не полностью снимает трудности решения задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки в системе. Задача все еще очень сложна. Алгоритмы ее решения громоздки, требуют привлечения разнообразных, а иногда очень трудоемких математических методов, программы расчетов требуют большого ресурса памяти и времени ЭВМ и могут быть реализованы лишь на крупных ЭВМ. Все это заставляет идти по пути упрощения задачи, особенно если снижение точности, которое при этом неизбежно, допустимо. Наиболее существенно частные случаи решения этой задачи зависят от структуры энергосистемы.

Для энергосистем, имеющих только ТЭС, в нормальных условиях нет ограничений по энергоресурсам. Если станция имеет нормируемый запас топлива, то она может работать с полной располагаемой мощностью. Для такой системы период оптимизации может соответствовать любым временным интервалам.

Обычно за расчетный принимается часовой интервал. Если оптимизируется режим на более продолжительном периоде, то считается, что внутри периода расчетные интервалы независимы.

Для смешанных энергосистем характерно то, что гидростанции имеют ограничения по использованию запасов энергии водохранилища. Ограничивается использование гидроресурсов в течение суток, недели, месяца, года в зависимости от того, каков период регулирования стока ГЭС. При этом требуется дополнительно учитывать интегральные ограничения стока за расчетный период. Расчетный же интервал обычно составляет лишь часть периода оптимизации.

Большое значение для алгоритма решения задачи имеют принципы расчета установившегося режима электрической сети. Генерация и распределение активных и реактивных мощностей в энергосистеме – взаимосвязанный процесс. От распределения реактивных нагрузок зависят напряжения в узлах и потери активной мощности в электрической сети. Это в свою очередь влияет на потоки активных мощностей и на расход топлива электростанций. Совместная задача распределения активных и реактивных нагрузок энергосистемы называется комплексной. В комплексной задаче в едином алгоритме определяется режим агрегатов электростанций, режим электрической сети, режим синхронных компенсаторов и статических конденсаторов и пр. Это обуславливает сложность задачи. В ряде практических случаев вместо комплексной может решаться раздельная и более простая задача. В ней решаются две самостоятельные подзадачи: первая – наивыгоднейшее распределение активных нагрузок системы при постоянстве напряжений в узлах электрической сети и с приближенным учетом в ней потерь активной мощности, вторая – расчет режима электрической сети при фиксированных активных мощностях электростанций. Разделение комплексной задачи на две самостоятельные подзадачи снижает размерность, упрощает алгоритм и существенно снижает потребность в ресурсах памяти и времени расчета на ЭВМ.

Оперативная координация взаимодействия подсистем энергетики. Если производится распределение нагрузки в иерархической системе, то приходится выполнять координацию работы подсистем. Координацию можно выполнять двумя способами: задавая межсистемные перетоки (координация по

перетоку мощности) и по цене энергоресурса каждой подсистемы путем развязывания взаимодействия.

Координация по перетоку мощности осуществляется при выполнении энергосистемами требований по взаимным обменам мощностями и энергией. Для этого задаются графики межсистемных перетоков по отдельным ВЛ и энергосистемам.

Координация путем развязывания взаимодействий осуществляется на основе управления тарифами на электроэнергию. Такой способ в СССР пока не применяется. Рассмотрим объединение из двух энергосистем: дефицитной и избыточной. Каждая энергосистема имеет собственную выработку электроэнергии (\mathcal{E}_c). Дефицитная энергосистема закупает энергию по определенному графику мощностей у избыточной по контракту (\mathcal{E}_k). Тариф на эту энергию должен покрывать затраты на ее производство и передачу и давать нормативную рентабельность. Кроме того, может появиться нужда в дополнительных поставках энергии. Возможны экономические поставки (\mathcal{E}_3), когда меняется эффективность работы энергосистемы. Возможны поставки, вызванные внеплановыми остановками оборудования и авариями ($\mathcal{E}_д$ и $\mathcal{E}_а$). Отдельно учитываются необъявленные обмены ($\mathcal{E}_н$), – разница между диспетчерской и фактической выработками электроэнергии. Итак,

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_c \pm \mathcal{E}_k \pm \mathcal{E}_д \pm \mathcal{E}_а \pm \mathcal{E}_н.$$

Различные виды энергии оплачиваются по-разному: самая дешевая контрактная, потом экономическая, потом дополнительная, аварийная. По особому соглашению оплачивается необъявленная энергия. Только контрактная энергия оплачивается по жесткому тарифу, остальная – по плавающему.

Главная особенность координации по тарифам заключается в том, что график перетоков планируется только в объеме контрактной поставки. Для определения других составляющих каждая энергосистема сообщает диспетчеру свой тариф и свои стоимостные характеристики. Координатор по характеристикам производит распределение нагрузки по максимуму прибыли и сообщает плановый тариф на каждый час. По ним каждые 5–10 мин производится оперативная коррекция взаимных обменов мощности.

В этих условиях система заинтересована в точном определении своего относительного прироста: если она его занизит – систему перегрузят против оптимального и она будет иметь

перерасход топлива, если завысит – она будет недогружена и не получит всей экономии. Плата за потери выдается той системе, которой принадлежит соединяющая линия. Если система не выполнит предписание диспетчера, возникнет необъявленный режим, что приведет к потерям.

Такой способ координации стимулирует системы лучше использовать все имеющееся у нее генерирующее оборудование в часы пик, поскольку в этот момент самый высокий тариф. Каждая энергосистема, внесшая по сравнению с другими наибольший вклад в повышение надежности и экономичности объединения, получает и большее поступление материальных средств.

Плата за аварийную энергию и мощность начисляется с того момента, когда в результате аварии снизилась величина вращающегося резерва, и до тех пор, пока его величина не будет восстановлена. Учитывают затраты и на пуск резервного агрегата или его работу на холостом ходу. Стоимость аварийной энергии может быть на 10–20% выше себестоимости.

При координации объединения должны учитывать и характеристики соседних (внешних) объединений. Может быть случай, когда выгодно разгрузить свое объединение и догрузить внешнее или поступить наоборот. В этом случае дополнительная экономия за вычетом потерь перераспределяется между энергообъединениями поровну. За потери энергии платят те энергосистемы, через которые проходит транзитный поток мощности.

Такие сложные расчеты между энергосистемами возможны только при использовании вычислительной техники. Полученная экономия фиксируется в памяти ЭВМ, суммируется за каждый час и доводится до сведения энергосистем. Отметим, что такой способ координации позволит организовать в энергосистемах полный хозяйственный расчет.

В § 6.2–6.6 данной главы рассмотрены наиболее простые задачи и методы распределения нагрузки в ЭЭС. Эти методы используют математический оптимизационный аппарат множителей Лагранжа, который пригоден не ко всем случаям, встречающимся на практике. В частности, он позволяет решать задачу при сепарабельной функции и при ограничениях в форме неравенств только на независимые переменные (например, предельные мощности электростанций) и не позволяет учитывать ограничения в форме неравенств на зависимые переменные

терь активной мощности в сетях, т.е. величина, показывающая, насколько изменятся потери в сетях, если мощность только i -й станции изменится на ∂P_{Ti} .

Применяя эти обозначения, получаем условия наивыгоднейшего распределения нагрузки:

$$\mu = \frac{b_i}{1 - \sigma_i} = \text{idem.} \quad (6.8)$$

При выполнении (6.8) минимум, а не максимум функции (6.5) будет только в том случае, если $\frac{\partial^2 B_i}{\partial^2 P_{Ti}} \geq 0$, т.е. $\frac{\partial b_i}{\partial P_{Ti}} \geq 0$.

Это означает, что характеристики относительных приростов электростанций должны быть монотонно возрастающими.

Энергетические характеристики электростанций и агрегатов часто не удовлетворяют указанным условиям. В этом случае они "исправляются" по специальной методике (см. § 7.6).

Выясним физический смысл условия (6.8). Для этого запишем его в конечных разностях и умножим числитель и знаменатель на ΔP_T , т.е.

$$\frac{\frac{\Delta B}{\Delta P_T} \Delta P_T}{\left(1 - \frac{\Delta \pi}{\Delta P_T}\right) \Delta P_T} = \frac{\Delta B}{\Delta P_T - \Delta \pi} = \frac{\Delta B}{\Delta P_H} = \text{idem.} \quad (6.9)$$

Из этого следует, что при наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост расхода топлива ΔB на прирост активной мощности ΔP_H у потребителя должен быть одинаковым для всех электростанций.

Чтобы учесть потери мощности π даже для простой схемы сети, требуется рассчитать ее установившийся режим, т.е. решить систему уравнения установившегося режима. Для реальных случаев сеть имеет замкнутые контуры, большое число узлов и ветвей и задача расчета ее установившегося режима сложна, причем зачастую она сложнее самой задачи распределения нагрузки. Во многих случаях потери в сети учитываются приближенно: например, в § 7.10 показано, что потери в сети можно учитывать приближенно в виде поправок к характеристикам станций.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки без учета потерь активной мощности. Такая задача более характерна для распределения нагрузки между агрегатами электростанции, чем для энергосистемы. Однако для энергосистем с высокой степенью концентрации мощности такая постановка также возможна, так как неучет потерь мощности в сетях не приводит к большим погрешностям.

При неучете потерь активной мощности, т.е. при $\Delta p = 0$, условие наивыгоднейшего распределения нагрузки имеет вид

$$b_i = \text{idem.} \quad (6.10)$$

Оптимальный режим соответствует равенству относительных приростов станций.

Полученное условие (6.10) сохраняется для гидроагрегатов, турбин и котлов ТЭС. Для группы параллельно работающих агрегатов равенство относительных приростов дает минимум целевой функции.

Принцип равенства относительных приростов объясним физически (рис. 6.1). Если относительные приросты двух работающих агрегатов, имеющих мощности P_1 и P_2 и возрастающие характеристики $b_i(P_{Ti})$, не равны, то лучший режим будет у агрегата 1 с меньшим относительным приростом. Поскольку этот агрегат экономичнее другого, то его нужно загрузить дополнительно на ΔP , соответственно на ΔP снизить нагрузку другого, при этом будет получена экономия. Но при загрузке агрегата 1 на ΔP повышается его относительный прирост до b'_1 , а у агрегата 2 он снижается до b'_2 . Только при равенстве относительных приростов (нагрузки P_1^0, P_2^0) дальнейшее перераспределение нагрузки не дает дополнительной экономии, и этот режим, следовательно, оптимальный.

Если каждая электростанция работает на разном топливе, которое имеет разную цену c_T в рублях за тонну условного топлива, то условие оптимизации преобращает вид

$$b_i c_{Ti} = \text{idem.} \quad (6.10a)$$

Оно означает, что при учете цены топлива к величине относительного прироста вводится стоимостная поправка. Это приводит к большему по сравнению с оптимизацией без учета цены топлива нагружению электростанций, использующих дешевое топливо, и к разгрузке станций на дорогом топливе.

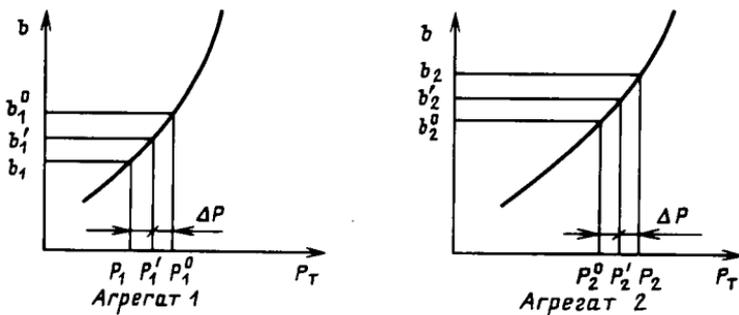


Рис. 6.1. Иллюстрация оптимальности режима при равенстве относительных приростов

Охрана окружающей среды и оптимальные режимы нагрузки. При планировании и управлении режимами систем энергетики приходится учитывать влияние энергетики на окружающую среду. С учетом этого может оказаться целесообразной, например, разгрузка электростанций, расположенных в центре больших городов ниже оптимальных величин, если они выбрасывают в атмосферу значительное количество вредных веществ, а погодная обстановка (направление ветра или его отсутствие, выпадение осадков и др.) оказывается особенно неблагоприятной для здоровья населения города. Естественно, что разгрузка производится за счет догружения менее экономичных станций, что увеличит затраты.

При сжигании топлива ценой c_T , руб/т условного топлива, общие затраты, связанные с сжиганием топлива и с ущербом для окружающей среды,

$$I_T = B(c_T + Y_z + Y_c + Y_a + Y_v + Y_{вд} + Y_{пр}).$$

Здесь Y – ущерб от выброса соответственно золы, серы, азота, ванадия, нагретой или грязной воды, прочие ущербы.

Любая составляющая ущерба определяется произведением величины выброса e от сжигания 1 т условного топлива на удельный ущерб Y_0 и на коэффициент C_M , учитывающий местные метеорологические и другие условия влияния выброса на здоровье людей и на природу:

$$Y = e Y_0 C_M.$$

Величина e находится по специальным расчетным формулам в зависимости от вида топлива, его физико-химического состава, условий предварительной обработки, способа сжигания и от других параметров. Эти формулы здесь не приводятся (см. [19]).

С учетом этих затрат формулу для определения издержек можно записать в виде

$$I_T = B u_T k_3.$$

Здесь k_3 – коэффициент пересчета цены топлива с учетом его вредного действия на природу.

Отметим, что в определении удельного ущерба от вредного выброса есть много сложностей и спорных моментов. Еще в большей степени это относится к учету местных климатических и экономико-географических фактов. В большинстве случаев численные оценки этих величин находятся экспертным путем.

Зная значение издержек от выброса вредных веществ на 1 т топлива и в первом приближении считая ее независимой от режима работы энергоустановки, можно получить уравнение оптимального управления режимом распределения нагрузки в виде

$$b_i u_T k_3 = \text{idem}.$$

Уравнение справедливо для выпуклой задачи. Считается, что снижение загрязнения достигается лишь перераспределением нагрузки. Однако выброс, например, оксидов азота существенно зависит от величины избытка воздуха и организации рециркуляции газов, и подавление выброса этих веществ существенно влияет на КПД блока. Для оптимального распределения нагрузки следует учитывать изменение расходной характеристики агрегата.

По каждому организованному источнику определяется значение предельно допустимых выбросов в атмосферу. Это может накладывать дополнительные ограничения в работе электростанции на грязном топливе. В случае особо неблагоприятных условий способом борьбы с выбросами кроме снижения нагрузки может быть переход в эти моменты времени на другое, более чистое топливо.

6.3. Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС

Для смешанной энергосистемы задача наивыгоднейшего распределения нагрузки делится на две различные задачи.

Первая – оптимизация длительных режимов системы. В этой задаче для всего цикла регулирования ГЭС находится наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями системы и определяется режим использования водноэнергетических ресурсов водохранилищ. Последнее и является целью расчетов. Определяются календарные графики сработки и заполнения водохранилищ всех гидростанций системы. Это особые задачи, и они будут специально рассмотрены в гл. 9.

На основании таких расчетов регламентируются гидроресурсы для краткосрочных циклов. Например, если станция имеет годовое регулирование стока, то будут определены ограничения по ресурсам (стоку) за месяц, неделю, сутки.

Вторая – оптимизация краткосрочных режимов, или наивыгоднейшее распределение нагрузки в смешанной системе для суточного или меньшего периода оптимизации. Вторая задача и будет здесь рассматриваться. Ограничения по речному стоку определяются при решении первой задачи.

Конечно, краткосрочные и долгосрочные режимы ГЭС тесно связаны, но алгоритмические и вычислительные трудности не позволяют рассматривать эти задачи в едином алгоритме. Основанием для такого деления является кроме различия целей и алгоритмов существенное различие в полноте и достоверности исходной информации. Для суточного, а иногда и для недельного периода информация имеет достаточную для практических целей достоверность. Можно довольно точно предсказать приточность рек, нагрузки системы, состав агрегатов электростанций и др. Для длительных же циклов информация имеет вероятностную либо неопределенную форму. Полнота, форма и достоверность исходной информации приводят к существенным различиям методов решения этих задач. Кроме того, объединение этих задач сопряжено с резким усложнением оптимизационных алгоритмов.

Распределение нагрузки при постоянстве напора ГЭС. Предполагается, что на гидростанции в течение периода оптимизации напор не меняется, хотя станция и ведет регулирование. Такие случаи встречаются для высоконапорных и средненапорных ГЭС, когда изменение напоров за счет колебания

бьефов не вносит существенной погрешности в энергетические показатели станции. Как будет видно дальше, допущение о постоянстве напора ГЭС существенно упрощает алгоритм решения задачи. При этом 1 м^3 воды для всего периода оптимизации обладает практически одинаковой энергией.

Постановка задачи. Допустим, что в системе имеется одна эквивалентная тепловая электростанция и $j = \alpha, \beta, \dots, \gamma$ гидростанций. Каждая гидростанция за период T может израсходовать определенное количество энергоресурса (стока). Задача заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале всего периода T получить наиболее выгодное распределение нагрузки между станциями.

1. Уравнение цели

$$B = \sum_{t=1}^{t=k} B_t \Delta \tau_t \Rightarrow \min. \quad (6.11)$$

Расход топлива эквивалентной тепловой станции B_t зависит от того, с какой мощностью она будет работать на интервале времени $t = 1, 2, \dots, k$ длительностью $\Delta \tau_t$, а следовательно, от мощности ГЭС.

2. Уравнения связи – это расходная энергетическая характеристика эквивалентной ТЭС $B_T(P_T)$ и расходные энергетические характеристики каждой ГЭС $Q_j(P_j, H_j)$.

3. Уравнения ограничений. Для каждого расчетного интервала имеется балансовое уравнение мощностей (всего k уравнений):

$$W_{P_t} = P_t - (P_{T_t} + P_{\alpha t} + P_{\beta t} + \dots + P_{\gamma t}) + \pi_t = 0. \quad (6.12)$$

Для каждой гидростанции задается ограничение по стоку (всего j уравнений)

$$W_j = W_{Q_j} - \sum_{t=1}^{t=k} Q_{jt} \Delta \tau_t = 0. \quad (6.13)$$

Условные обозначения: P_t – нагрузка системы; P_{T_t} – мощности ТЭС; $P_{\alpha t}, \dots, P_{\gamma t}$ – мощности ГЭС; π_t – потери активной мощности в сетях; $W_j = W_{Q_{\alpha}}, W_{Q_{\beta}} \dots$ – заданные ограничения стока; Q_{jt} – расход воды ГЭС.

Уравнение оптимизации имеет вид

$$\frac{b}{1 - \sigma_T} = \lambda_j \frac{q_j}{1 - \sigma_j}, \quad (6.14)$$

где $b = \frac{\partial B_T}{\partial P_T}$ – относительный прирост ТЭС; $q_j = \frac{\partial Q_j}{\partial P_j}$ – отно-

сительный прирост расхода воды ГЭС; $\sigma_T = \frac{\partial \pi}{\partial P_T}$, $\sigma_j = \frac{\partial \pi}{\partial P_j}$ –

относительные приросты потерь активной мощности в электрических сетях при изменении мощностей ТЭС и ГЭС соответственно.

Вывод уравнения оптимизации. Функция Лагранжа включает уравнения (6.11) – (6.13) и имеет вид

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=k} B_t + \sum_{t=1}^{t=k} \lambda_t W_{P_t} + \sum_{j=\alpha}^{j=\gamma} \lambda_j W_j. \quad (6.15)$$

Неизвестными величинами будут мощности ТЭС и каждой j -й ГЭС в каждом t -м расчетном интервале времени, всего $jt + t$ неизвестных мощностей. Неизвестны такие множители Лагранжа: t множителей λ_t и j множителей λ_j . Итак, число неизвестных равно $jt + 2t + j$. Чтобы решить задачу, необходимо составить $jt + 2t + j$ уравнений.

Если продифференцируем функцию Лагранжа (6.15) по независимым переменным, то получим $jt + t$ уравнений. Частные производные от (6.15) берутся по мощностям $P_{T1}, P_{T2}, \dots, P_{Tk}$, $P_{\alpha 1}, \dots, P_{\alpha k}, \dots, P_{\gamma k}$.

При решении этих уравнений можно определить $jt + t$ неизвестных. Балансовые уравнения стока дают j уравнений, а балансовые уравнения мощности – t уравнений. Таким образом, число уравнений достаточно для определения неизвестных.

Производные по мощности ТЭС имеют вид

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{Tt}} = \frac{\partial B_t}{\partial P_{Tt}} + \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \pi_t}{\partial P_{Tt}} \right) = 0; \quad (6.16)$$

$$-\lambda_1 = \frac{b_1}{1 - \sigma_1}; \quad -\lambda_2 = \frac{b_2}{1 - \sigma_2} \dots \quad (6.17)$$

Производные по мощности ГЭС дают уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{jt}} = \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{jt}} \right) + \lambda_j \frac{\partial Q_{jt}}{\partial P_{jt}}. \quad (6.18)$$

Из уравнений (6.18) получим

$$\left. \begin{aligned} -\lambda_1 &= \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 1}}{1 - \sigma_{\alpha 1}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 1}}{1 - \sigma_{\beta 1}} = \dots; \\ -\lambda_2 &= \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 2}}{1 - \sigma_{\alpha 2}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 2}}{1 - \sigma_{\beta 2}} = \dots \\ &\dots \dots \dots \end{aligned} \right\} \quad (6.19)$$

Из уравнений (6.17) и (6.19) получаем условия оптимизации:

$$\left. \begin{aligned} -\lambda_1 &= \frac{b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 1}}{1 - \sigma_{\alpha 1}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 1}}{1 - \sigma_{\beta 1}} = \dots; \\ -\lambda_2 &= \frac{b_2}{1 - \sigma_2} = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha 2}}{1 - \sigma_{\alpha 2}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta 2}}{1 - \sigma_{\beta 2}} = \dots \\ &\dots \dots \dots \end{aligned} \right\} \quad (6.20)$$

Все величины, входящие в (6.20), за исключением множителей Лагранжа, определяются энергетическими характеристиками оборудования (относительными приростами ТЭС b и ГЭС q) и параметрами электрической сети (относительными приростами потерь мощности σ), поэтому индексы времени при них можно опустить, тогда и получим окончательный вид уравнения оптимизации:

$$\frac{b}{1 - \sigma} = \lambda_\alpha \frac{q_\alpha}{1 - \sigma_\alpha} = \lambda_\beta \frac{q_\beta}{1 - \sigma_\beta} = \dots = \lambda_\gamma \frac{q_\gamma}{1 - \sigma_\gamma}. \quad (6.21)$$

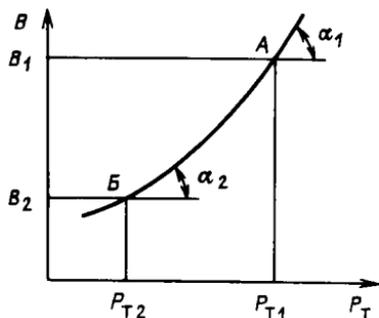
Условие (6.21) имеет следующий смысл: для наивыгоднейшего распределения нагрузки необходимо для всего периода оптимизации соблюдать постоянное соотношение λ_j между ТЭС и ГЭС. Например, между ТЭС и ГЭС α нагрузка должна распределяться по соотношению:

$$\lambda_\alpha = \left(\frac{b}{1 - \sigma} \right) \left(\frac{q_\alpha}{1 - \sigma_\alpha} \right)^{-1}. \quad (6.22)$$

Одновременно требуется выполнить (6.12). ГЭС могут различаться напором и расходом, поэтому для каждой ГЭС имеется свой множитель λ_j .

Размерность и физический смысл множителей λ_j . Рассмотрим простейшую гидротепловую систему, состоящую из одной ТЭС и одной ГЭС. Условие наивыгоднейшего распределения нагруз-

Рис. 6.2. Режим тепловых станций при работе ГЭС с различным расходом воды



ки в такой системе имеет вид

$$b = \lambda_j q, \quad (6.23)$$

тогда

$$\lambda_j = \left(\frac{\Delta B}{\Delta P} \right) \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P} \right)^{-1} = \frac{\Delta B}{\Delta Q}. \quad (6.24)$$

Следовательно, λ_j — мера эффективности использования гидроресурсов в системе. Этот коэффициент показывает, какая экономия условного топлива, т, будет получена на ТЭС, если на ГЭС дополнительно используется расход воды ΔQ , м³/с. Наиболее выгодным будет такой режим, при котором ресурсы каждой ГЭС будут использованы с одинаковой эффективностью в течение всего периода оптимизации и

$$\lambda_j = \text{idem}. \quad (6.25)$$

Коэффициент λ_j связан с параметрами ГЭС, т.е. с ее напором и расходом. Если напор ГЭС постоянный, а расход меняется, то ГЭС меняет и свою мощность. При нагрузке P (рис. 6.2) возможны различные балансы мощности между ТЭС и ГЭС. Например, в точке A $P = P_{T1} + P_{Г1}$. Тепловая станция при этом имеет расход B_1 и относительный прирост

$$b_1 = (\Delta B_1) (\Delta F)^{-1} = \text{tg } \alpha_1.$$

Эффективность использования стока

$$\lambda_1 = b_1 (q_1^{-1}).$$

Аналогично для точки B и другого баланса мощностей получим $\lambda_2 = b_2 (q_2^{-1}) = \text{tg } \alpha_2$, при этом $Q_2 > Q_1$, откуда эффективность использования гидроресурсов λ обратно пропорциональна расходу воды (рис. 6.3).

Коэффициент λ_j прямо пропорционально связан с напором (рис. 6.4), так как при увеличении напора и постоянстве мощности уменьшается расход ГЭС.



Рис. 6.3. Зависимость λ_j от стока воды ГЭС

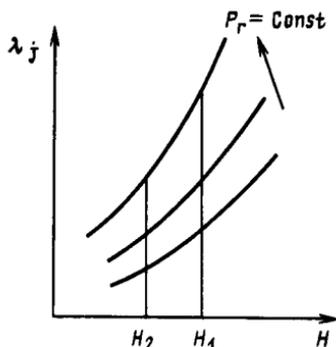


Рис. 6.4. Зависимость λ_j от напора ГЭС

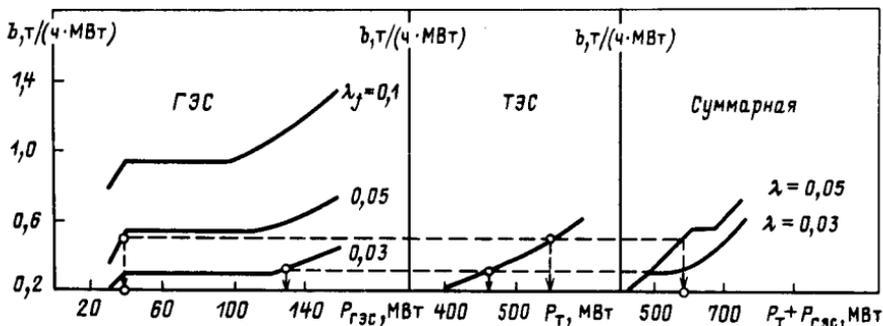
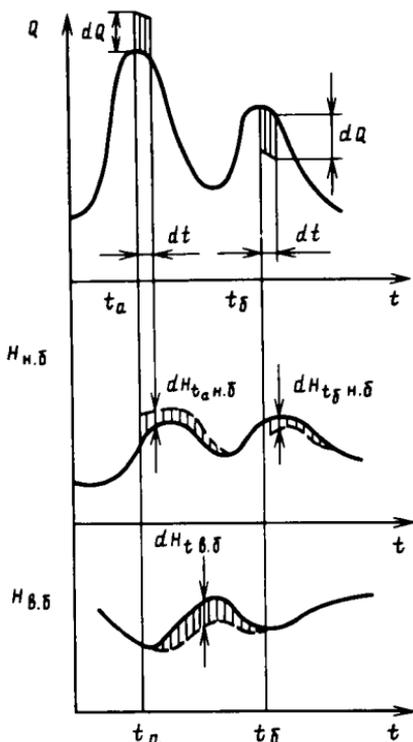


Рис. 6.5. Пример распределения нагрузки между ТЭС и ГЭС

На рис. 6.5 показаны характеристики относительных приростов ГЭС для различных λ_j . Они получены умножением ординат действительных характеристик на соответствующие значения λ_j . Чем больше λ_j , тем больше топливный эффект гидроресурсов в системе. Эти характеристики используются для расчетов наивыгоднейшего распределения нагрузки. От λ_j зависит взаимное расположение характеристик ГЭС и ТЭС. Чем выше λ_j , тем меньше мощность и расход ГЭС. При нагрузке 590 МВт и $\lambda_j = 0,05$ $P_{ГЭС} = 40$ МВт, а при $\lambda_j = 0,03$ $P_{ГЭС} = 130$ МВт. В расчетах подбираются те характеристики и величина λ_j , для которых сток ГЭС будет равен заданному для всего периода оптимизации. Порядок расчетов для смешанных и тепловых энергосистем в случаях, подобных рассмотренному, одинаковый.

Рис. 6.6. Влияние режима расходов ГЭС на напор

Распределение нагрузки при переменном напоре ГЭС. Изменение напора ГЭС может вызываться непостоянством уровней верхнего и нижнего бьефов в течение периода оптимизации. На приплотинных ГЭС с большими водохранилищами уровень верхнего бьефа за сутки меняется мало (на сантиметры), а уровень нижнего бьефа достаточно сильно. На Камской ГЭС изменение уровня нижнего бьефа за сутки – 3,5 м, на Новосибирской – 2,5 м. На деривационных ГЭС на несколько метров может меняться напор за счет изменения уровня напорного бассейна.



Изменение напора вызывает "эффект последствий" [18], т.е. влияние режима ГЭС на текущем интервале на последующие. Это усложняет оптимизационные расчеты.

Вывод условий невыгоднейшего распределения нагрузки с учетом изменения напора ГЭС. Пусть в системе имеются две станции – гидравлическая и тепловая. Между ними произвольно распределен заданный график нагрузки с соблюдением баланса мощности. По графику мощностей ГЭС определен график ее расходов (рис. 6.6).

Перераспределим нагрузку и посмотрим, к каким изменениям в системе это может привести. В момент t_a на интервале dt увеличим расход ГЭС на величину dQ , а в дальнейшем в момент t_b на интервале dt уменьшим расход ГЭС на ту же величину dQ . Как изменятся мощности станций в период от t_a до t_b ? Увеличение расхода приведет к увеличению мощности на $dP_a = q_a^{-1} dQ$ и к такому же снижению мощности тепловой станции.

Тепловая станция системы будет иметь экономию топлива

$$dB_a = b_a dP_a dt = b_a q_a^{-1} dQ dt = \lambda_a dV, \quad (6.26)$$

где q_a, b_a – относительные приросты ГЭС и ТЭС; $\lambda_a = b_a q_a^{-1}$ – множитель Лагранжа; $dV = dQ dt$ – дополнительный сток ГЭС.

Экономия топлива по (6.26) найдена без учета изменчивости напора. В действительности увеличение расхода приводит к увеличению уровня нижнего бьефа. Так как этот процесс затухает медленно, то он будет продолжаться от t_a до

бесконечности. Мощность ГЭС при этом снижается на

$$dP_{a \text{ н.б}} = \frac{\partial P}{\partial H} dH_{t \text{ н.б}}.$$

Таким образом, чтобы судить о мощностях, нужно знать изменчивость уровня нижнего бьефа $dH_{t \text{ н.б}}$, которая требует учета нестационарных процессов в нижнем бьефе. Методы эти сложны, и получение величин $dH_{t \text{ н.б}}$ требует трудоемких расчетов. Поэтому обычно применяются упрощенные методы.

Дополнительный расход топлива ТЭС за счет увеличения уровня нижнего бьефа на $dH_{t \text{ н.б}}$

$$dB_{a \text{ н.б}} = \int_{t_a}^{\infty} dP_{t \text{ н.б}} b_{at} dt = \Delta \lambda_{a \text{ н.б}} dV, \quad (6.27)$$

где принято обозначение

$$\Delta \lambda_{a \text{ н.б}} = \frac{1}{\Delta V} \int_{t_a}^{\infty} dP_{t \text{ н.б}} b_{at} dt.$$

Такое обозначение введено потому, что величина $\Delta \lambda_{a \text{ н.б}}$ имеет ту же размерность, что и коэффициент эффективности λ по (6.24).

Подобные рассуждения можно применить к моменту t_b , когда будет восстановлен баланс стока ГЭС, тогда получим

$$dB_b = \lambda_b dV; \quad (6.28)$$

$$dB_{b \text{ н.б}} = \Delta \lambda_{b \text{ н.б}} dV. \quad (6.29)$$

Но напор меняется и за счет изменчивости верхнего бьефа, поэтому необходимо учесть эффект последствия. В течение периода от t_a и t_b ГЭС работает с пониженными на $dH_{в.б}$ по сравнению с первоначальным режимом уровнями верхнего бьефа.

Можно так определить снижение мощности ГЭС в этот период:

$$dP_{aб} = \frac{\partial P}{\partial H} \frac{\partial H}{\partial V} dV,$$

причем производная $\frac{\partial P}{\partial H}$ показывает изменение мощности ГЭС от напора, а

$\frac{\partial H}{\partial V}$ – изменение напора от объема. Всего же объем изменился на dV . Пережог топлива на ТЭС

$$dB_{aб} = \int_{t_a}^{t_b} dP_{aб} b_t dt = \Delta \lambda_{aб} dV, \quad (6.30)$$

где

$$\Delta \lambda_{a\delta} = \frac{1}{dV} \int_{t_a}^{t_\delta} \frac{\partial P}{dH} \frac{\partial H}{dV} b_i dt,$$

причем легко видеть, что размерность этой величины также совпадает с размерностью λ по (6.24).

Общее изменение расхода топлива системы на основании (6.26) – (6.30) равно:

$$dB_c = -dB_a + dB_{a.n.\delta} + dB_\delta - dB_{\delta.n.\delta} + dB_{a\delta}. \quad (6.31)$$

Если первоначальное распределение нагрузки было лучше второго, то $dB_c > 0$; если же последующий режим лучше, то $dB_c < 0$, т.е. в системе будет экономия топлива. Примем для дальнейшего условие равноэкономичности режимов за расчетное, что соответствует $dB_c = 0$. Из последнего после сокращения dV следует

$$\lambda_\delta - \Delta \lambda_{\delta.n.\delta} = \lambda_a - \Delta \lambda_{a.n.\delta} - \Delta \lambda_{a\delta}. \quad (6.32)$$

Из (6.32) следует, что при изменении напора ГЭС значение λ не остается постоянным. Поэтому на каждом расчетном интервале времени требуется определять свой коэффициент эффективности λ .

6.4. Распределение реактивных нагрузок

Задача распределения реактивных нагрузок может быть также решена методом множителей Лагранжа. Поскольку генерация реактивной мощности влияет главным образом на режим напряжений и потокораспределение мощностей системы, то критерием оптимальности являются потери активной мощности. Минимизируя потери активной мощности, можно снизить и расход топлива станций системы. Запишем эту задачу.

1. Уравнение цели – минимум потерь активной мощности:

$$P \Rightarrow \min. \quad (6.33)$$

2. Уравнение связи имеет вид $P_i(Q_i)$, где i – номер источника реактивной мощности.

3. Уравнение ограничения – балансовое уравнение реактивных нагрузок Q_H и мощностей источников реактивной мощности Q_i , т.е.

$$W_Q = Q_H + \Delta Q - \sum_{i=1}^r Q_i = 0. \quad (6.34)$$

4. Уравнение оптимизации с использованием метода множителей Лагранжа имеет вид

$$\frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i}} = \text{idem.} \quad (6.35)$$

Вывод уравнения оптимизации. Функция Лагранжа включает (6.33) и (6.34):

$$\Phi = \pi + \lambda W_Q = \pi + \lambda (Q_H + \Delta Q - \sum_{i=1}^r Q_i). \quad (6.36)$$

Неизвестными в этой задаче являются r мощностей источников реактивной мощности и множитель Лагранжа λ , всего $r + 1$ неизвестных. Для решения задачи составляется r уравнений дифференцированием функции Лагранжа по всем независимым переменным, а одно уравнение — это балансовое уравнение (6.34).

Дифференцируя функцию Лагранжа, получаем r уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial Q}{\partial Q_i} \right) = 0. \quad (6.37)$$

Из (6.37) следует

$$\lambda = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_1}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_2}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_2}} = \dots = \text{idem.} \quad (6.38)$$

Это условие справедливо только для случаев, когда генерация реактивной мощности не связана непосредственно с затратами топлива или мало влияет на них. В противном случае задачи распределения активных и реактивных мощностей должны решаться совместно.

Условие (6.35) упрощается, если пренебречь потерями реактивной мощности, т.е. принять $\Delta Q = 0$, тогда условие оптимальности имеет вид

$$\lambda = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = \text{idem.} \quad (6.39)$$

Физический смысл условия (6.35). Запишем (6.35) в конечных разностях и домножим числитель и знаменатель на ΔQ , тогда

$$\lambda = \frac{\frac{\Delta \pi}{\Delta Q} \Delta Q}{\left[1 - \frac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q} \right] \Delta Q} = \frac{\Delta \pi}{\Delta Q - \Delta(\Delta Q)} = \frac{\Delta \pi}{\Delta Q_H} = \text{idem.} \quad (6.40)$$

Полученное условие показывает, что оптимальным будет такой режим, при котором для всех источников реактивной мощности будет иметь место равенство прироста потерь активной мощности на единицу прироста реактивной нагрузки потребителей.

6.5. Упрощенный алгоритм комплексной оптимизации режима энергосистемы

Мощности электрических станций и параметры режима сети могут определяться при поэтапном решении комплексной задачи. На первом этапе определяются активные мощности станций и приближенно рассчитывается режим электрической сети, в которой считаются известными реактивные мощности в ветвях, напряжения в узлах, коэффициенты трансформации трансформаторов. На втором этапе считаются известными активные мощности станций и рассчитываются все параметры электрической сети.

Если не учитывать ограничения в форме неравенств по пропускным способностям ВЛ и мощностям электростанций, то задача комплексной оптимизации может решаться методом множителей Лагранжа, причем полученные оптимизационные уравнения позволяют решать задачу поэтапно.

Пусть в энергосистеме на параллельную работу включено n активных и m реактивных источников мощности, связанных с узлами нагрузки сетью произвольной конфигурации. Целевая функция такой оптимизационной задачи имеет вид

$$B = \sum_{i=1}^n B_i \Rightarrow \min. \quad (6.41)$$

Ограничение по балансу активной мощности имеет вид

$$W_P = \sum_{i=1}^n P_i - \pi - P_H = 0. \quad (6.42)$$

Аналогично по реактивной мощности

$$W_Q = \sum_{i=1}^m Q_i - q - Q_H = 0. \quad (6.43)$$

Здесь π и q – потери активной и реактивной мощностей в электрических сетях.

Функция Лагранжа включает эти два уравнения ограничений и имеет вид

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_i + \lambda_1 W_P + \lambda_2 W_Q. \quad (6.44)$$

Решение находится из уравнений

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) + \lambda_2 \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0 & \left\{ -n \text{ уравнений;} \right. \\ \frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = -\lambda_1 \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} + \lambda_2 \left(1 - \frac{\partial q}{\partial Q_i} \right) = 0 & \left. \left\{ -m \text{ уравнений.} \right. \right. \end{aligned} \right\} \quad (6.45)$$

Найдем из уравнений второй группы отношение λ_2 и λ_1 :

$$J_i = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \frac{\partial q}{\partial Q_i}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}}. \quad (6.46)$$

Обозначим $\partial q_i / \partial Q_i = \sigma_{Q_i}$ дифференциальный показатель (относительный прирост) потерь реактивной мощности в сети. Он показывает, насколько возрастают потери реактивной мощности во всей электрической сети при изменении реактивной нагрузки i -го источника на ∂Q_i .

Записав это уравнение для каждого из m источников реактивной мощности и приравняв правые части, получим условие наивыгоднейшего распределения реактивных мощностей энергосистемы

$$\frac{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q_i}} = \text{idem.} \quad (6.47)$$

Обратимся теперь к уравнениям первой группы в (6.45). Запишем одно из них в виде

$$b_i + \lambda_1 (1 - \sigma_i) - \lambda_1 J_i \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0, \quad (6.48)$$

где σ_i — дифференциальный показатель (относительный прирост) потерь активной мощности в системе.

Подставим в (6.48) значение J_i , из (6.46) получим

$$\frac{b_i (1 - \sigma_{Q_i})}{1 - \sigma_i - \sigma_{Q_i} + \sigma_i \sigma_{Q_i} - \frac{\partial q}{\partial P_i} \frac{\partial \pi}{\partial Q_i}} = \text{idem.} \quad (6.49)$$

Это общее условие наивыгоднейшего распределения активной и реактивной нагрузок в сложной энергосистеме с учетом потерь мощности в электрической сети.

Если активная и реактивная мощности распределяются независимо, то это уравнение распадается на два:

$$\left. \begin{aligned} \frac{b_i}{1 - \sigma_i} &= \text{idem}; \\ \frac{\frac{\partial q}{\partial P_i}}{1 - \sigma_{Q_i}} &= \text{idem}. \end{aligned} \right\} \quad (6.50)$$

Можно показать, что общее условие наивыгоднейшего распределения нагрузки для однородной электрической сети, т.е. для сети, у которой для всех элементов отношение удельных активного и реактивного сопротивлений $r_0/x_0 = \text{const}$, упрощается. Для таких сетей выполняется условие

$$\frac{\frac{\partial q}{\partial P_i}}{\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}} = \frac{\frac{\partial \pi}{\partial P_i}}{\frac{\partial q}{\partial Q_i}} = \sigma_i \sigma_{Q_i}. \quad (6.51)$$

Условие наивыгоднейшего распределения нагрузки в однородных сетях имеет вид

$$\frac{b(1 - \sigma_Q)}{1 - \sigma_i - \sigma_{Q_i}} = \text{idem}. \quad (6.52)$$

Остановимся на подсчете производных потерь электрической энергии в сетях. В общем случае необходимо найти четыре производные: σ , σ_{Q_i} , $\frac{\partial q}{\partial P_i}$ и $\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$. Нахождение производных — трудоемкая задача. Зависимость производных от нагрузки станции нелинейна. Кроме того, производная потерь зависит не только от суммарной нагрузки системы, но и от распределения ее по отдельным узлам.

Самый простой случай — случай однородной сети. Потери в сети

$$\pi = \sum_{s=1}^l \frac{P_s^2 + Q_s^2}{U_s^2} r_s, \quad (6.53)$$

где l — число линий; r — активное сопротивление линии; U — напряжение; P_s , Q_s — активная и реактивная нагрузки линии.

В однородной сети активные нагрузки не зависят от реактивных, поэтому

$$\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} = \frac{2}{U^2} \sum_{s=1}^l P_s r_s \frac{\partial P_s}{\partial P_i}, \quad (6.54)$$

где $P_s r_s$ — потеря напряжения от узла s до балансирующего узла, она одинакова по всем параллельным ветвям; $\partial P_s / \partial P_i$ — коэффициент потокораспределения. Сумма коэффициентов потокораспределения по всем ветвям равна единице. Окончательно

$$\sigma_i = \frac{2}{U^2} P_s r_s. \quad (6.55)$$

В неоднородной сети потери активной мощности можно представить через узловые нагрузки:

$$\begin{aligned} \pi = & \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} [B_{ig} (P_i P_g + Q_i Q_g) - \\ & - C_{ig} (P_i Q_g - P_g Q_i)]. \end{aligned} \quad (6.56)$$

Потери реактивной мощности

$$\begin{aligned} q = & \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} [D_{ig} (P_i P_g + Q_i Q_g) + \\ & + F_{ig} (P_i Q_g - P_g Q_i)], \end{aligned} \quad (6.57)$$

где i и g — номера узлов; P и Q — активная и реактивная узловые нагрузки; B_{ig} , C_{ig} , D_{ig} и F_{ig} — коэффициенты потерь. Они равны:

$$\left. \begin{aligned} B_{ig} = B_{gi} &= \frac{r_{ig} \cos \theta_{ig}}{U_i U_g}; \\ C_{ig} = -C_{gi} &= \frac{r_{ig} \sin \theta_{ig}}{U_i U_g}; \\ D_{ig} = D_{gi} &= \frac{x_{ig} \cos \theta_{ig}}{U_i U_g}; \\ F_{ig} = -F_{gi} &= \frac{x_{ig} \sin \theta_{ig}}{U_i U_g}. \end{aligned} \right\} \quad (6.58)$$

Здесь r_{ig} и x_{ig} — активное и реактивное сопротивления линии, соединяющей узлы i и g , с напряжением в них U_i и U_g ; θ — угол сдвига векторов напряжения по концам линии.

Изменение любой из узловых мощностей приводит к изменению модулей и углов напряжения во всех узлах, кроме балансирующего. Это усложняет расчет

Рассмотрим основные положения решения задачи комплексной оптимизации для энергосистемы, состоящей только из тепловых электростанций.

Постановка задачи. ОЭС состоит из $i = 1, 2, \dots, M$ обобщенных и отдельных узлов, и имеются только тепловые станции. Параметры режима: $P_{Гi}, Q_{Гi}$ – активные и реактивные мощности генераторных узлов; U_i, δ_i – модули напряжений и фазовые углы в узлах системы. Известны активные и реактивные нагрузки в узлах, причем они не зависят от напряжений и частоты системы. Требуется определить оптимальное распределение нагрузки по условию минимума расхода условного топлива системы.

В этой задаче:

1) уравнение цели

$$B(Z) \Rightarrow \min. \quad (6.69)$$

Вектор параметров Z разделяется на вектор независимых переменных

$$Y(U_i, \delta_i) \quad (6.70)$$

и зависимых переменных

$$X(P_{Гi}, Q_{Гi}). \quad (6.71)$$

Тогда (6.69) можно записать так:

$$B[U_i, \delta_i, P_{Гi}(U_i, \delta_i), Q_{Гi}(U_i, \delta_i)] \Rightarrow \min. \quad (6.72)$$

2) уравнения связи включают эквивалентные характеристики генераторных узлов (электростанций) вида

$$B_i(P_{Гi}), \quad (6.73)$$

где B_i – эквивалентный расход условного топлива, связи между параметрами X и Y , которые имеют вид $Y(X)$ (связи в основном неявные), уравнения ограничений, которые задаются в виде неравенств

$$P_{Гi \min} \leq P_{Гi} \leq P_{Гi \max}; \quad (6.74)$$

$$Q_{Гi \min} \leq Q_{Гi} \leq Q_{Гi \max}; \quad (6.75)$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}; \quad (6.76)$$

$$\delta_{i \min} \leq \delta_i \leq \delta_{i \max}. \quad (6.77)$$

Задаются также балансовые ограничения по активным и реактивным мощностям в виде системы уравнений установившегося режима (рис. 6.7).

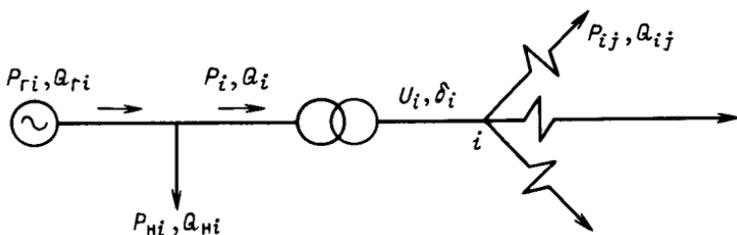


Рис. 6.7. Узел электрической системы

Для каждого узла баланс по мощности равен:

$$W_{P\text{инб}} = P_{\text{инб}} = P_{Gi} - P_i - P_{Ni}; \quad (6.78)$$

$$W_{Q\text{инб}} = Q_{\text{инб}} = Q_{Gi} - Q_i - Q_{Ni}. \quad (6.79)$$

В уравнениях $W_{P\text{инб}}$, $W_{Q\text{инб}}$ – функции небаланса по активной и реактивной мощностям.

Когда в стационарном режиме в узлах системы имеется баланс, то $W_{P\text{инб}} = 0$, $W_{Q\text{инб}} = 0$. Если в стационарном режиме изменить независимые переменные U_i , δ_i , то появится небаланс и $W_{P\text{инб}} > 0$, $W_{Q\text{инб}} > 0$. Изменяя P_{Gi} , Q_{Gi} , можно получать новый допустимый стационарный режим для новых значений U_i , δ_i . Задача и будет заключаться в том, чтобы найти такое решение уравнений установившегося режима, при котором $B \Rightarrow \min$.

3) уравнения оптимального управления формируются с использованием, например, метода приведенного градиента [15, 16]. Они позволяют от допустимого стационарного режима системы перейти к оптимальному режиму.

Решение считается оптимальным, если модуль градиент-вектора ∇B функции $B(X, Y)$ будет меньше заданного малого значения, т. е.

$$|\nabla B| \leq \varepsilon. \quad (6.80)$$

Алгоритм комплексной оптимизации может применяться для решения разнообразных режимных задач. Можно по нему проверить допустимость напряжений в узлах и токов в ветвях при различной нагрузке системы. Можно определить мероприятия по поддержанию определенного режима. В их числе уставки по напряжению для АРН (автоматических устройств регулирования напряжения на электростанциях), положение отпак трансформаторов при регулировании их коэффициентов

производных. Обычно применяется допущение о постоянстве модулей и углов. Тогда, дифференцируя полученные выражения по соответствующим нагрузкам, получаем

$$\left. \begin{aligned}
 \sigma_i &= 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g B_{ig} - 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_{g_i \neq g} C_{ig}; \\
 \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} &= 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_g B_{ig} + 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_{g_i \neq g} C_{ig}; \\
 \frac{\partial q}{\partial P_i} &= 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g D_{ig} - 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_{g_i \neq g} F_{ig}; \\
 \sigma_{Q_i} &= 2 \sum_{g=1}^{n-1} D_{ig} Q_g + 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g F_{ig}.
 \end{aligned} \right\} (6.59)$$

Зависимости (6.59) приближенные. В общем случае расчет производных требует детального расчета режима электрических сетей.

Используя (6.50), можно поэтапно оптимизировать режим энергосистемы. Кроме ограничений (6.35) и (6.43), могут быть и другие: по напряжениям, углу сдвига фазы в передачах и пр. Тогда растет число множителей Лагранжа, и процесс оптимизации усложняется. Кроме того, при расчете режима сети рассчитывается и запоминается матрица коэффициентов токораспределения. При высокой размерности задачи и необходимости учета разнообразных ограничений процесс расчета плохо сходится. Все это является недостатком рассмотренного алгоритма, поэтому он применяется для концентрированных энергосистем или в совокупности с другими методами оптимизации режима.

6.6. Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы

При комплексной оптимизации любые изменения потоков мощности в сети влияют на узловые напряжения, а значит, изменение потоков активных мощностей повлияет на потоки реактивных и наоборот.

Для решения комплексной задачи применяются методы нелинейного программирования [2, 3]. Рассмотрим схематично решение комплексной задачи.

Любая задача нелинейного математического программирования может быть записана в следующей форме. Имеется функция многих переменных

$$F(Z, D). \quad (6.60)$$

Компоненты Z являются искомыми параметрами режима, а D включает исходную информацию о состоянии системы. Тогда для нахождения оптимального решения необходимо получить

$$F(Z) \Rightarrow \min \quad (6.61)$$

при ограничениях в виде равенств и неравенств

$$W(Z) = 0; \quad (6.62)$$

$$Z_{\min} \leq Z \leq Z_{\max}. \quad (6.63)$$

Компоненты вектора параметров режима системы Z разделяются на два подмножества: X и Y . Подмножество Y включает независимые переменные, т. е. те параметры, которые в системе могут регулироваться, на которые можно воздействовать, используя определенные средства управления, а X включает зависимые параметры режима, т. е. те, которые могут быть вычислены по параметру Y , тогда

$$Z(X, Y) = Z[X(Y), Y], \quad (6.64)$$

отсюда

$$\min F(Z) = \min F(X, Y) = \min F(Y), \quad (6.65)$$

а ограничения принимают вид

$$W(X, Y) = 0; \quad (6.66)$$

$$X_{\min} \leq X(Y) \leq X_{\max}; \quad (6.67)$$

$$Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max}. \quad (6.68)$$

В качестве уравнения связи $Y(X)$ используются уравнения установившегося режима электрической системы (например, уравнения узловых напряжений или узловых мощностей). Чтобы найти зависимые переменные, требуется рассчитать установившийся режим. Режим должен быть допустимым и удовлетворять ограничениям (6.66)–(6.68). Это самостоятельная и трудоемкая сетевая задача. В алгоритмах оптимизации режима активных и реактивных мощностей ее удельный вес наибольший.

Деление параметров режима Z на два подмножества X и Y понижает размерность задачи и, следовательно, облегчает вычислительный процесс.

трансформации, мощности синхронных компенсаторов и др. Он позволяет вести контрольные расчеты режимов при изменении схемы сети. В сочетании с методами расчета статической и динамической устойчивости по алгоритму комплексной оптимизации рассчитываются допустимые потоки мощностей ВЛ и пр. Вместе с тем при управлении ЭЭС часто решаются такие задачи, которые не требуют комплексной оптимизации и в которых успешно применяются более простые методы расчета.

6.7. Распределение нагрузки между агрегатами электростанций

Используя метод неопределенных множителей Лагранжа, можно получить условие наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами электростанции в виде равенства отношения приращения первичного ресурса (подведенной мощности) к приращению вторичного (полезной мощности) при соблюдении балансовых соотношений.

Распределение нагрузки между агрегатами тепловых станций. Для ТЭС возникают задачи распределения нагрузки между турбинами, котлами, блоками, частями станции. Простые условия наивыгоднейшего распределения получаются лишь для конденсационных турбоагрегатов, блоков и котлов.

Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки: между конденсационными турбинами

$$b_{Ti} = \frac{\Delta D_i}{\Delta P_i} = \text{idem}; \quad (6.81)$$

между котлами

$$b_{Ki} = \frac{\Delta B_i}{\Delta D_i} = \text{idem}; \quad (6.82)$$

между блоками

$$b_{блi} = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i} = \text{idem}. \quad (6.83)$$

Легко показать, что

$$b_{блi} = b_{Ti} b_{Ki}. \quad (6.84)$$

Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между частями станции аналогичны (6.81)–(6.83), но каждая часть

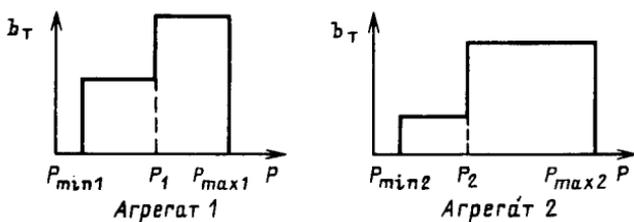


Рис. 6.8. К распределению нагрузки при ступенчатых характеристиках агрегатов

представляется эквивалентной характеристикой (эквивалентными характеристиками турбин, котлов, частей станции).

Условные обозначения: b_{ki} – относительный прирост котла, который показывает изменение расхода условного топлива котла ΔB_i при изменении паросъема на ΔD_i ; b_{Ti} – относительный прирост турбины, который показывает изменение расхода пара ΔD_i при изменении мощности турбин на ΔP_i ; $b_{бл}$ – относительный прирост блока.

В практических условиях на (6.81)–(6.83) могут накладываться ограничения, определяемые видом агрегатных характеристик. Характеристики могут иметь скачки, участки с постоянными относительными приростами и т. п.

Если нагрузка распределяется между турбинами, которые имеют ступенчато-кусочные характеристики (рис. 6.8), то агрегаты загружаются в порядке возрастания их относительных приростов. Например, при росте нагрузки от минимальной $P_{min} = P_{min1} + P_{min2}$ вначале загружается агрегат 2, поскольку он имеет наименьший относительный прирост. Если нагрузка превышает $P_{min1} + P_2$, то загружается агрегат 1, затем при нагрузке, большей $P_1 + P_2$, снова загружается агрегат 2, а при $P_1 + P_{max2}$ – агрегат 1, при этом сохраняется принцип использования тех агрегатов, которые дают большую экономию топлива. Это же положение распространяется и на методику распределения нагрузки между блоками и котлами. Таким образом, если агрегаты не имеют равных относительных приростов, то они загружаются в порядке возрастания относительных приростов.

Более сложными являются условия распределения нагрузки для станций, имеющих теплофикационные турбины. Для них относительные приросты зависят не только от электрической мощности, то также и от расхода пара, идущего в производственные отборы, $D_{п}$. При распределении нагрузки между турбинами с отборами условия наивыгоднейшего распределения

нагрузки имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} q_{i3} &= \lambda_3; \\ q_{iT} + \Delta q_{iT} \beta_i &= \lambda_T; \\ q_{iП} + \frac{\Delta q_{iП}}{\Delta D_{iП}} + \Delta q_{i3} \alpha_i &= \lambda_{П}, \end{aligned} \right\} \quad (6.85)$$

где q_{iT} , $q_{iП}$ – относительные приросты расхода теплоты при изменении величины отбора (теплофикационного и производственного) и постоянстве электрической мощности; q_{i3} – относительный прирост расхода теплоты при изменении электрической мощности; Δq_{i3} , Δq_{iT} , $\Delta q_{iП}$, β_i , α_i – величины, которые могут быть найдены при аналитической записи диаграммы режимов турбины.

Имеется множество частных случаев тепловых схем ТЭС и состава их оборудования. Для них можно получить условия наиболее выгоднейшего распределения нагрузки, которые нашли широкое практическое применение.

Распределение нагрузки между агрегатами гидростанций. Для гидростанций наиболее выгоднейшее распределение нагрузки будет в том случае, когда агрегаты работают с равными относительными приростами:

$$q_i = \frac{\Delta Q_i}{\Delta P_i} = \text{idem} . \quad (6.86)$$

Из полученных условий следует, что методика решения задачи о наиболее выгоднейшем распределении нагрузки между агрегатами электростанций проста, если известны их характеристики относительных приростов и они удовлетворяют требованиям метода Лагранжа.

6.8. Оценивание состояния электрической сети

Псевдоизмерения. Диспетчер, управляя энергосистемой, должен получать надежную и достаточную по объему информацию. К нему поступают данные телеизмерений и телесигналы. Но их чаще всего недостаточно, чтобы описать поведение управляемой системы. Для информирования диспетчера дополнительно используется вся доступная информация, так называемые

псевдоизмерения. Это накопленный статистический материал. Он позволяет выявить зависимость между отдельными параметрами режима. Например, зависимость нагрузки какого-либо района от суммарной нагрузки системы. В качестве псевдоизмерений могут выступать прогнозные значения того или иного параметра.

Для псевдоизмерений используются данные, получаемые из диспетчерских ведомостей. В ведомости фиксируются часовые значения параметров, получаемые по телефону или телетайпу. Используются данные контрольных измерений, которые проводятся в энергосистеме не чаще 2 раз в год. Псевдоизмерениями могут быть значения параметров, полученных на основе некоторых заранее рассчитанных опорных режимов электрической сети. Опорными могут быть режимы, реально наблюдаемые, или некоторые расчетные (уравновешенные) режимы электроэнергетической системы.

Повышение точности, достоверности и надежности получения информации с помощью указанных способов и является задачей оценивания состояния сети. Термин оценивание используется в статистическом смысле. Он означает, что полученный в результате псевдоизмерения параметр будет его статистической оценкой, отражающей истинное значение параметра состояния системы, т. е. оценивание – это получение информации о режимах электроэнергетической системы по измерениям и статистике.

Основные этапы оценивания состояния. Представим систему оценивания, состоящую из семи решаемых задач. Рассмотрим их последовательно.

1. Обработка контрольных измерений. Обеспечивает их сбалансированность (уравновешенность). Для этого необходимо выявить и устранить все грубые ошибки измерения, заменить их оценками, близкими к физике явления и удовлетворяющими первому и второму уравнениям Кирхгофа. Дополнительно определяются соотношения между отдельными параметрами режима, например соотношение между общей нагрузкой района и нагрузками отдельных узлов этого района. Определяются соотношения между активной и реактивной нагрузками узла ($\cos \varphi$). Это позволяет находить по активной нагрузке узла ее реактивную составляющую.

2. Обработка суточных ведомостей. Готовится статистический материал. Вычисляются графики нагрузок отдельных районов,

их характерные точки (максимум, минимум, среднее значение). Определяется график потерь.

3. Определение прогнозных значений параметров, по которым отсутствуют телеизмерения. Прогноз используют в качестве псевдоизмерений. Модель прогнозирования должна иметь адаптивную подстройку при сличении прогнозного значения с наблюдаемым. Для прогнозирования строятся регрессионные связи между параметром и временем.

4. Псевдоизмерения. Те же значения нагрузки можно получить как псевдоизмерения, используя корреляцию нагрузки района с суммарной нагрузкой (или корреляцию нагрузки узла с нагрузкой района). Прогнозное значение может давать бóльшую погрешность, чем корреляция. В расчетах используют среднее между прогнозом и псевдоизмерением значение. При осреднении можно учитывать разные веса прогноза и псевдоизмерения в зависимости от их достоверности. Модель псевдоизмерений может иметь адаптивную подстройку.

5. Оценка данных телеизмерений. Здесь отбраковываются "плохие данные", находятся оценки текущих параметров и так же прогнозируются значения параметров на небольшой интервал упреждения. Прогноз используется при отбраковке грубых ошибок и для предупреждения выхода контролируемого параметра за допустимые пределы (выдача предупредительного сигнала).

6. Формирование расчетной схемы по данным телесигналов. По данным телесигналов о положении коммутационной аппаратуры (включено, отключено) формируется расчетная схема электрических соединений. В схеме могут быть ненаблюдаемые "темные пятна" – участки, не обеспеченные достаточным числом телесигналов: датчики не установлены или "выпали" (отказали) отдельные источники информации. Ненаблюдаемая часть сети заменяется некоторыми эквивалентными (обобщенными) узлами.

7. Расчет и оптимизация режима. После получения всей необходимой информации могут быть проведены расчет и оптимизация режима. Для этого используют стандартные или специально созданные методы расчета режима. Рассчитанный и полностью сбалансированный уравновешенный режим можно сохранить в памяти ЭВМ и использовать впоследствии как опорный режим системы. Его применение помогает отбраковывать плохие измерения.

В организации оценки параметров видим отчетливое стремление использовать при управлении режимами кроме телеизмерений всю доступную для управления информацию.

6.9. Реализация распределения нагрузки при эксплуатации электростанций и энергосистем

В предыдущих параграфах показано, что имеются математические модели для различных модификаций задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки. По ним разработаны алгоритмы и программы расчетов на ЭВМ, однако остается актуальным вопрос реализации. Можно точно с использованием ЭВМ рассчитать оптимальный режим, но чтобы получить эффект, необходимо быстро и точно реализовать полученное решение.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки – одна из главных задач оперативного управления. Она решается по этапам: оперативное планирование, текущая корректировка плановых режимов, автоматическое управление. В настоящее время ежедневные расчеты выполняются для оптимизации распределения активных нагрузок. Режим по реактивной мощности и напряжению рассчитывается чаще всего только для характерных условий (месяц, квартал). Полученные рекомендации используются диспетчерским персоналом для ведения режима электрической сети, регулирования напряжения, регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов и др. Расчеты для энергосистем и объединений выполняются повсеместно на ЭВМ. На станции применяются и ручные расчеты.

Все уровни управления режимами взаимосвязаны, и для распределения нагрузки требуется обширная информация от нижних уровней до самых верхних. Жесткие требования предъявляются ко времени расчетов. Только на базе АСДУ можно собрать и обработать требуемую информацию, решить комплекс режимных задач и при этом выполнить требования по времени расчетов.

Широкое применение для расчетов находит комплекс программ ВНИИЭ – ВЦ ГТУ, образующий систему взаимосвязанных алгоритмов и программ для всех уровней управления. Он включает:

программы расчета эквивалентных характеристик конденсационных (АК) и теплофикационных (АТ) электростанций с оптимальным распределением электрических и тепловых нагрузок между агрегатами станций;

программу расчета эквивалентных характеристик энергосистем с учетом по-

терь мощности в сети, по которой наиболее выгодное распределение нагрузки рассчитывается для энергосистем (В-1);

программу расчета оптимальных режимов объединенной и единой энергосистем (В-2);

программу расчетов оптимальных режимов тепловой и смешанной энергосистем (В-3).

Ежедневно в ЦДУ ЕС СССР и всех ОДУ ОЭС планируется распределение нагрузки. В этих расчетах система представляется эквивалентной схемой. Энергообъектами схемы могут быть группа электростанций, эквивалентная энергосистема, отдельные ТЭС и ГЭС. Для более правильного учета ограничений по водно-энергетическим параметрам и водным ресурсам ГЭС еженедельно ведутся расчеты использования водных ресурсов на гидростанциях. Оперативные планы внутри суток корректируются при "дооптимизации" режимов. К алгоритмам корректировки предъявляются очень жесткие требования по быстродействию – иначе исходная информация устареет. Часто они построены так: осуществляется быстрый ввод в допустимую область, а затем ведется оптимизация. Коррекция планов выполняется по специальным программам, в которых используются упрощенные алгоритмы.

Наиболее выгодное распределение нагрузки между электростанциями осуществляется и контролируется районными системами, за исключением тех станций, которые находятся в оперативном ведении верхних уровней управления. Контролируя режим и параметры систем, диспетчер делает вывод о совпадении прогнозных (плановых) и фактических условий работы системы. Если они не совпадают, то вносятся коррективы в плановые задания станциям. В условиях АСДУ коррекция осуществляется с использованием расчетов на ЭВМ.

Этот принцип "план – коррекция" наиболее качественно реализуется в АСУ энергосистем. Автоматизированный сбор информации о состоянии системы и ее быстрая и качественная переработка возможны только в условиях АСУ. Если АСУ отсутствует, то диспетчер осуществляет коррекцию режима, пользуясь только приборами, своими знаниями и интуицией, и, конечно, эффективность управления системой снижается.

Диспетчерскому управлению принадлежит особая роль в управлении системой, так как и исходное состояние системы, и ее плановые режимы определяются органами диспетчерского управления. Если эти расчеты выполнены неверно, то могут быть понижены надежность или показатели экономичности системы.

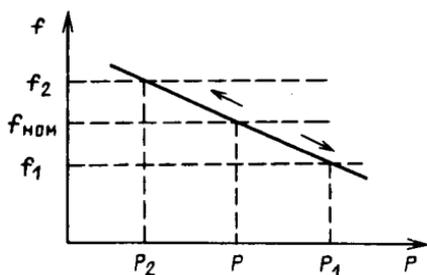


Рис. 6.9. Характеристики регуляторов оборотов РО

Следовательно, *оперативно-диспетчерский персонал осуществляет плановое регулирование активной и реактивной мощностей* на основе расчетов наиболее выгодного распределения нагрузки. При этом обеспечивается работа единой, объединенных и районных энергосистем и электростанций по заданному графику активных нагрузок, а также обеспечиваются графики межсистемных перетоков мощности. Контролируется и обеспечивается выполнение ограничений по напряжению, реактивной мощности и др.

Кроме плановых изменений имеются и *неплановые, случайные изменения*. Случайно меняются нагрузки, состояние системы, ее параметры. Они вызывают нарушение баланса мощности, которое вызывает изменение частоты. *Неплановые изменения мощности регулируются в основном автоматикой.*

Известно, что регулирование частоты связано с регулированием активной мощности (рис. 6.9). Поддержание нормируемой частоты осуществляется изменением мощностей агрегатов и электростанций и, следовательно, связано с распределением нагрузки в системе. Изменение нагрузок потребителей не поддается точному определению даже на коротких периодах, поэтому наблюдаются постоянные колебания частоты. *Первичное регулирование частоты* осуществляется регуляторами скорости турбин, и в зависимости от статизма их характеристик может меняться распределение нагрузки между агрегатами. Систематически регулировать статизм в нужном направлении можно только в условиях АСУ ТП. Поскольку первичное регулирование частоты обычно не обеспечивает поддержания частоты в системе, то применяется вторичное регулирование. Оно осуществляется либо автоматически, либо вручную. Вторичное регулирование позволяет смещать характеристики регуляторов турбин до тех пор, пока частота не станет равной номинальной. *Вторичное регулирование* осуществляет только часть станций системы.

Следовательно, при вторичном регулировании меняется распределение нагрузки между определенными станциями. Они принимают случайные отклонения нагрузки, меняют свою мощность и восстанавливают баланс мощностей и частоту системы.

При регулировании частоты в объединенных энергосистемах большое значение имеет пропускная способность межсистемных линий электропередачи. В процессе регулирования частоты меняется загрузка линий электропередачи и она может достигнуть предельно допустимого значения. Чтобы не допускать перегрузки межсистемных электропередач, задаются графики перетоков. Выделяется одна из энергосистем объединения, регулирующая частоту, а все другие энергосистемы выдерживают заданные перетоки мощности. Это все отражается на распределении нагрузки в объединении.

В управлении режимами широко применяется автоматика [13].

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности. Основной автоматикой регулирования частоты и активной мощности являются системы АРЧМ. В ЕЭС СССР создается комплексная иерархическая система АРЧМ, имеющая самостоятельные звенья для различных уровней управления. Низшим звеном являются АРЧМ станций. Они обеспечивают работу станций по заданному графику плановых мощностей и их неплановых изменений, распределяют нагрузку между агрегатами, контролируют перетоки по отдельным линиям, отходящим от станций. Задания по мощности передаются с верхних уровней.

Групповое управление агрегатами ГЭС. На гидроэлектростанциях применяются автоматические устройства группового регулирования активной (ГРАМ) и реактивной (ГРРМ) мощностями. Все агрегаты, находящиеся в групповом управлении, связываются в единое электрическое целое. При этом обеспечиваются одновременное электрическое воздействие на агрегаты и поддержание определенного параметра станции на заданном уровне.

В системе ГРАМ (рис. 6.10) автоматически распределяется активная нагрузка станции между агрегатами. Закон распределения жесткий: либо это равномерное распределение, либо распределение с постоянными коэффициентами. Автоматическая система ГРАМ регулирует и нагрузку станций. Чаще всего регулирование нагрузки станции производится по частоте системы. На ГЭС может применяться регулирование по водотoku и по уровням.

Регулирование мощности на агрегатах осуществляется автоматически регуляторами оборотов PO (они являются, по существу, регуляторами мощности). PO обеспечивает саморегулирование мощности в зависимости от частоты системы (см. рис. 6.8). Если частота системы снижается по отношению к номинальной $f_{ном}$ (или нормируемой), например при $f_1 < f_{ном}$, мощности агрегатов растут до P_1 , при увеличении частоты — наоборот. Саморегулирование обеспечивает баланс мощности, но частота системы после ее регулирования может отклониться от номинальной, например при мощности P_1 она будет равна f_1 . Такое регулирование называется первичным. ГРАМ и АРЧМ обеспечивают и баланс мощности, и поддержание частоты на заданном уровне. Это вторичное регулирование.

ГРАМ имеет задатчик плановой ЗМС и неплановой мощностей $\pm \Delta P_{вн}$ (рис. 6.10). Неплановые мощности могут поступать от АРЧМ энергосистемы. Имеется блок контроля частоты БКЧ, который дает отклонение фактической частоты от уставки БКЧ. На агрегаты поступают сигналы, которые обеспечивают работу станции с заданными мощностью и частотой. Еще большие возможности

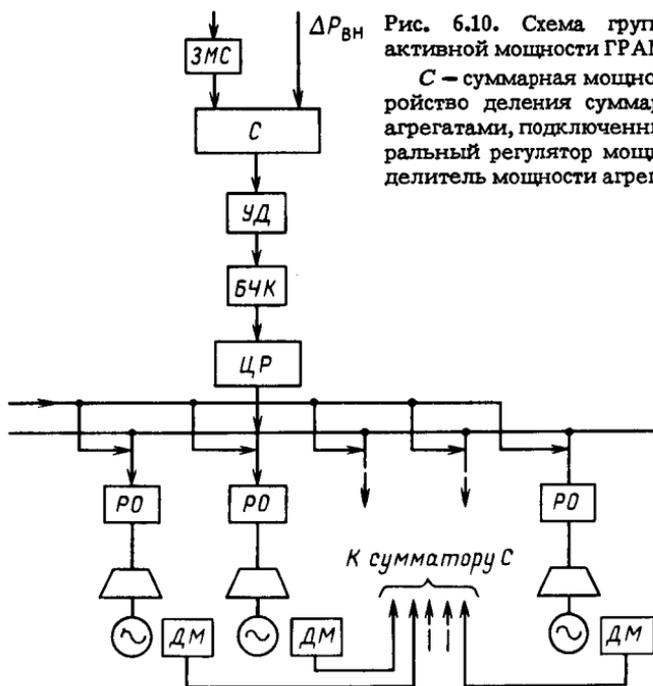


Рис. 6.10. Схема группового регулирования активной мощности ГРАМ ГЭС;

С — суммарная мощность агрегатов; УД — устройство деления суммарной мощности между агрегатами, подключаемыми к ГРАМ; ЦР — центральный регулятор мощностей агрегатов; ДМ — делитель мощности агрегатов

появляются при сочетании ГРАМ с ЭВМ в системе АСУ ТП, что, например, предусматривается в АСУ ТП ГЭС. Программным путем рассчитываются оптимальные нагрузки агрегатов с учетом всевозможных ограничений по режимам, техническим условиям работы оборудования и т. п. Через регулятор оборотов турбин ГРАМ воздействует на открытие направляющего аппарата и мощность турбины.

ЭВМ решает и множество других задач, например распределение реактивных мощностей между агрегатами. В системе ГРПМ реализуется распределение нагрузки, которое получено при расчетах на ЭВМ. Через регуляторы возбуждения генераторов устанавливаются требуемые реактивные мощности агрегатов. Распределение реактивных нагрузок может быть и неравномерным.

Имеются АРЧМ и на блочных тепловых станциях. АРЧМ имеет две части — станционную (АРЧМС) и блочную (АРЧМБ). Плановое задание по мощности первоначально задается для станции и для каждого блока. Неплановые мощности распределяются системой АРЧМС между блоками, а системы АРЧМБ обеспечивают их выполнение и также регулируют частоту. При регулировании мощности и частоты учитываются все технические ограничения. На блоках множество ограничений накладывается на тепловые процессы котла и турбины, чем и вызвана необходимость индивидуального регулирования мощности каждого блока системой АРЧМБ.

Централизованная система ЦС АРЧМ в энергосистеме обеспечивает выполнение заданий ОЭС по активной мощности (плановой и неплановой), регулирование обменных мощностей между энергосистемами, ограничение перетоков по внешним и внутренним связям системы и др.

Централизованные системы ЦС АРЧМ объединенных энергосистем могут работать изолированно или под управлением центральной координирующей системы (ЦКС) АРЧМ ЕЭС СССР. Если централизованная система находится под

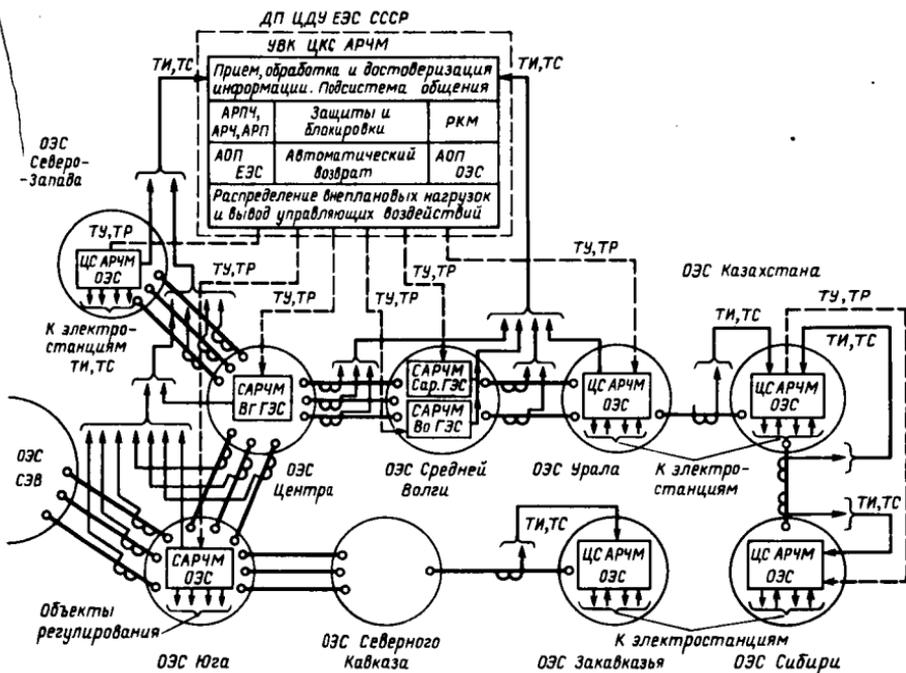


Рис. 6.11. Схема системы регулирования частоты и активной мощности в ЕЭС СССР

управлением ЦКС, то она обеспечивает выполнение плановых и неплановых заданий по активной мощности, регулирует неплановое распределение нагрузки, контролирует и регулирует загрузку внутренних связей ОЭС. Если ЦС существует независимо от ЦКС, то она контролирует и регулирует обменные мощности по своим внешним связям.

В ЦС АРЧМ ОЭС задания для электрических станций могут определяться на уровне ЕЭС или на своем уровне. Они передаются на регулирующие станции и суммируются с заданиями, поступающими от ЦС АРЧМ районных энергосистем. Затем образуются управляющие воздействия для электростанций.

На уровне ЕЭС СССР существует центральная координирующая система ЦКС АРЧМ, которая решает задачи регулирования частоты и обменной мощности по внешним связям ЕЭС СССР, ограничивает перетоки активных мощностей по внешним связям за счет регулирования частоты межгосударственного объединения, ограничивает перетоки между ОЭС или по ответственным ВЛ.

Вся совокупность АРЧМ позволяет автоматически корректировать режим распределения неплановых нагрузок с учетом требований по частоте и обменным мощностям. На рис. 6.11 показана система АРЧМ в ЕЭС СССР. Расчет управляющих воздействий осуществляется на ЭВМ, причем сразу для всех разновидностей АРЧМ. Время расчета примерно 2 с. АРЧМ воздействует на объекты через определенную автоматику. По командам АРЧМ автоматические регуляторы перетоков мощности и частоты (АРПЧ) воздействуют на автоматику объектов (САРЧМ). Могут быть индивидуальные регуляторы перетоков мощности (АРП) и частоты (АРЧ). Имеется автоматика ограничения перетоков мощности (АОП), автоматика частотной разгрузки (АЧР), защиты и блокировки, что повышает надежность АРЧМ.

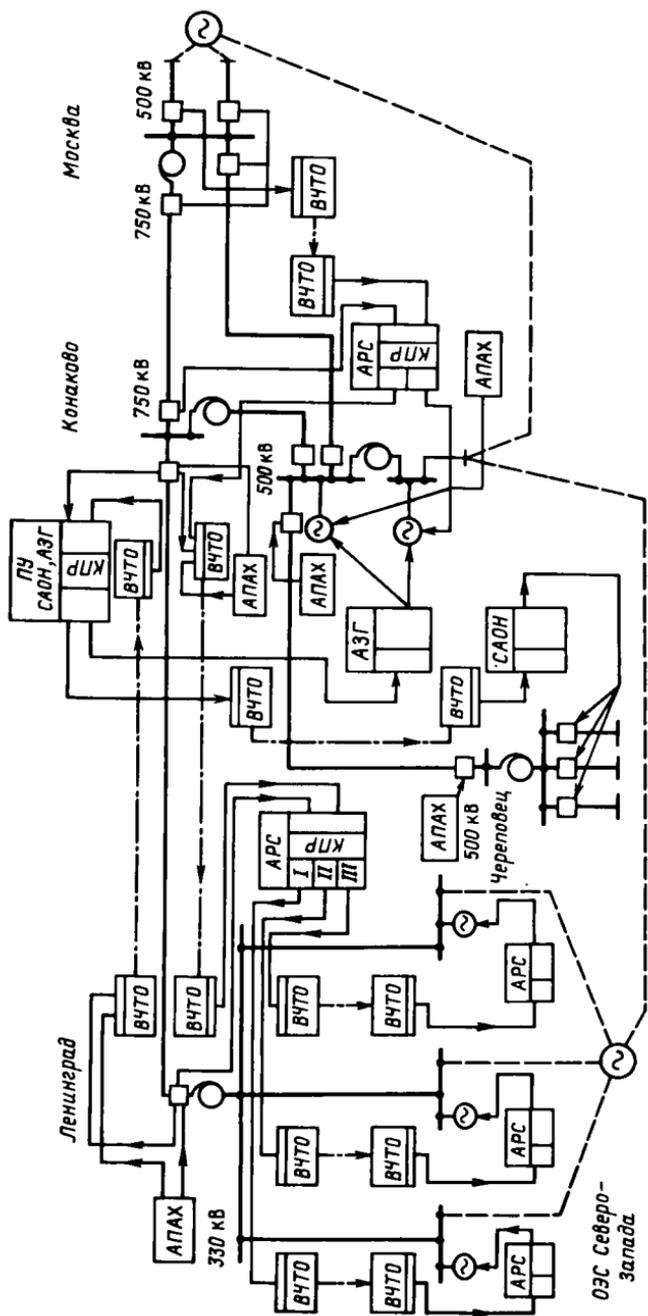


Рис. 6.12. Схема противоаварийной автоматики межсистемных связей ОЭС Северо-Запада и Центра:

ВЧТО — аппаратура высокочастотного телеотключения; APC — автоматика разгрузки станций; КЛР — устройства контроля предельного режима по мощности; АЗГ — автоматика загрузки станции; САОН — автоматика отключения нагрузки; АПАХ — автоматика прекращения прекарания асинхронного режима; ПУ — приемное устройство

Все расчеты распределения неплановых мощностей рассчитываются на ЭВМ по данным телеизмерений (ТИ). Корректирующие воздействия передаются по каналам телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР) на объекты. Имеется телесигнализация (ТС) о работе АРЧМ. Предусмотрена возможность воздействия на систему АРЧМ и от диспетчерского персонала через дисплей. На экран дисплея выдается вся информация о работе АРЧМ, и диспетчер может изменить управляющие воздействия.

В полной мере учесть особенности регулирования частоты в алгоритмах наиболее выгоднейшего распределения нагрузки невозможно. Например, в АРЧМ можно периодически задавать мощности, найденные при оптимизации, и тогда мощность агрегата при регулировании частоты меняется вблизи оптимальной. Значения новых мощностей должны вводиться в АРЧМ примерно через 15–20 мин, причем это время определяется либо отклонением частоты от нормируемой, либо ошибкой электрического времени.

В системе автоматического управления режимом объединения по частоте и активной мощности еще в большей степени учитываются рекомендации об оптимальном распределении нагрузки. Распределение нагрузки между агрегатами производится по их характеристикам относительных приростов (ХОП). Предусмотрена ручная коррекция ХОП, если характеристики меняются. Характеристики относительных приростов электростанций получаются суммированием характеристик агрегатов. Распределение нагрузки между станциями производится с учетом потерь мощности в сетях.

Имеется также автоматика *противоаварийного управления энергосистемой* (ПАА). Она осуществляет "балансирующее" воздействие для предотвращения или снижения тяжести аварии. Для восстановления баланса мощности в аварийных режимах ПАА может менять мощность, отключать агрегаты, отключать нагрузку, делить систему на части, разгружать межсистемные связи и др. (рис. 6.12). Эти задачи решаются всегда упрощенно и только с позиции аварийных режимов. Мощность должна меняться очень быстро, в том числе и импульсно, и требования экономичности отступают на второй план.

Дальнейшее развитие АСДУ будет сопровождаться еще большей автоматизацией распределения нагрузки на всех уровнях. В цепочке "оперативный план–корректировка плана и дооптимизация режима – автоматическое регулирование неплановых изменений баланса мощности и частоты" участие человека будет уменьшаться. За человеком в полной мере сохранятся только контрольные функции. Будет усиливаться взаимосвязь всех задач оптимизации режима по активным и реактивным мощностям и напряжениям в нормальных и аварийных режимах.

Вопросы для самопроверки

1. Поясните, что значит "иерархия во времени, "иерархия в пространстве", "иерархия ситуативная" при решении задач управления режимами.

2. Как структура энергосистемы по мощности влияет на принципы решения режимных задач? В чем особенности режимных задач для смешанных и тепловых энергосистем?

3. Какой вид имеют условия наиболее выгоднейшего распределения нагрузки для энергосистем, имеющих только ТЭС и имею-

щих ТЭС и ГЭС? Запишите эти условия с учетом и без учета потерь активной мощности в электрических сетях.

4. Какова размерность и каков физический смысл множителя Лагранжа λ в условии наивыгоднейшего распределения нагрузки между ТЭС и ГЭС?

5. Как напор ГЭС влияет на условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС?

6. Запишите условие наивыгоднейшего распределения реактивных нагрузок между источниками реактивной мощности системы.

7. Что такое комплексная оптимизация режима энергосистемы?

8. Какие методы применяются для решения задачи комплексной оптимизации режима энергосистемы?

9. Запишите условия наивыгоднейшего распределения нагрузки для агрегатов станции (турбин, котлов, блоков, гидроагрегатов).

10. Какие средства и системы управления используются при планировании и ведении режимов? Какие функции возлагаются на оперативно-диспетчерские органы управления, на автоматические системы и на АСДУ?

Глава седьмая

ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

7.1. Энергетические характеристики оборудования

В режимных задачах используются характеристики оборудования в абсолютных, относительных и дифференциальных показателях.

Основные абсолютные показатели: полезная мощность P , подведенная мощность P_n , расход энергоресурса – топлива V , воды Q , пара D , теплоты $Q_{ТЭС}$. Подведенная мощность прямо пропорциональна расходу энергоресурса. Для ГЭС при постоянном напоре H подведенная мощность

$$P_{n \text{ ГЭС}} = 9,81 HQ . \quad (7.1)$$

Для ТЭС подведенная мощность, МВт, пропорциональна расходу условного топлива:

$$P_{n \text{ ТЭС}} = 8,14 B \equiv B . \quad (7.2)$$

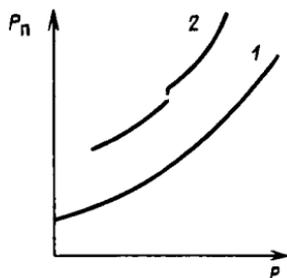


Рис. 7.1. Расходные характеристики агрегатов:

1 — выпуклая; 2 — с нарушением монотонности

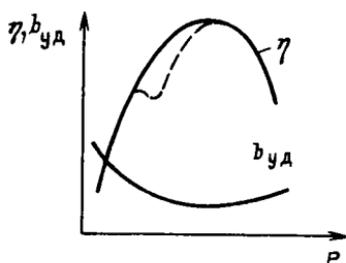


Рис. 7.2. Характеристики агрегатов в относительных показателях

Основные относительные показатели — коэффициент полезного действия (КПД) η и удельный расход энергоресурса $b_{уд}$, причем

$$\eta = P / P_{\text{п}}; \quad (7.3)$$

$$b_{уд} = P_{\text{п}} / P. \quad (7.4)$$

Основным дифференциальным показателем является относительный прирост, показывающий изменение подведенной мощности при изменении полезной, т. е.

$$b = \Delta P_{\text{п}} / \Delta P. \quad (7.5)$$

Расходные характеристики агрегатов: $P_{\text{п}}(P)$, $B(P)$, $Q(P)$ и др. Расходные характеристики обычно имеют вид слабо выпуклых вниз кривых (рис. 7.1, кривая 1). Однако на характеристиках могут быть и скачки. На характеристиках паровых турбин скачки появляются из-за дросселирующего действия регулирующих клапанов, на характеристиках гидроагрегатов причиной скачков могут быть кавитационные явления (рис. 7.1, кривая 2).

Рабочие характеристики: $\eta(P)$, $\eta(P_{\text{п}})$, $\eta(B)$. Характеристики КПД в большинстве случаев имеют вид одноэкстремальной кривой. Очень редко на характеристиках гидротурбин могут наблюдаться два экстремума (рис. 7.2, пунктирная линия).

Удельные характеристики: $q_{уд}(P)$, $b_{уд}(P)$ (рис. 7.2), причем $q_{уд} = Q / P$, $b_{уд} = B / P$.

Отметим, что точка минимума удельного расхода энергоресурса соответствует точке максимума КПД.

Дифференциальные характеристики: $q(P)$, $b(P)$ и др. Здесь $q = \Delta Q / \Delta P$, $b = \Delta B / \Delta P$. Эти характеристики называют еще ха-

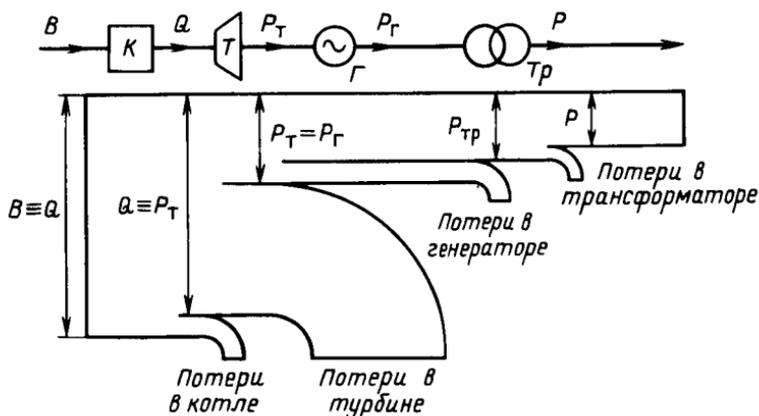


Рис. 7.3. Ленточная диаграмма режимных потерь блока ТЭС

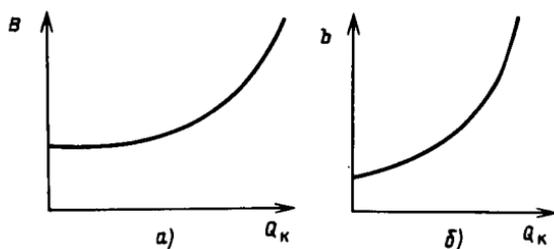


Рис. 7.4. Характеристики котла ТЭС:

а — расходная; б — дифференциальная

характеристиками относительных приростов. Если дифференциальный показатель находится по (7.5), то он становится безразмерной величиной, позволяющей сравнивать показатели различных объектов (тепловых, механических, электрических).

Характеристики энергоблоков ТЭС. Энергоблок включает котел, турбину, генератор, поэтому его характеристика определяется характеристиками этих агрегатов (рис. 7.3). Энергетическая характеристика котла показывает зависимость часового расхода топлива от паропроизводительности котла V (D), т/ч, или от теплоты Q_k , гКал/ч (рис. 7.4, а). Дифференциальная характеристика котла $b_k(Q_k)$ приведена на рис. 7.4, б, причем

$$b_k = \Delta V / \Delta Q_k.$$

Энергетическая характеристика турбины показывает зависимость теплоты от мощности турбины. Она имеет вид прямой или ломаной линии (рис. 7.5). Точка перелома соответствует включению перегрузочного клапана для форсировки мощности

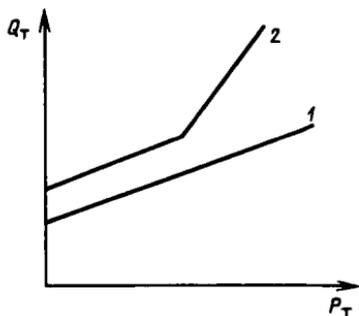


Рис. 7.5. Расходные характеристики турбин ТЭС:

1 — без точки перелома; 2 — с точкой перелома

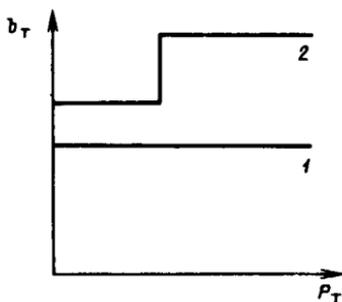


Рис. 7.6. Дифференциальные характеристики турбин ТЭС:

1 — без точки перелома; 2 — с точкой перелома

турбины. Если турбина имеет регулируемые отборы пара, то ее характеристика имеет вид диаграммы режимов, на которой имеется серия характеристик, соответствующих постоянным отборам пара (теплоты), типа, показанного на рис. 7.5.

Дифференциальная характеристика турбины $b_T(P_T)$ показана на рис. 7.6, причем $b_T = \Delta Q_T / \Delta P_T$. Если она соответствует характеристикам на рис. 7.5, 1, то она имеет вид прямой 1 на рис. 7.6, если же она соответствует ломаной линии на рис. 7.5, то имеет два горизонтальных участка, разделенных точкой разрыва (на рис. 7.6 линия 2).

Расходы топлива и теплоты, полученные по характеристикам, соответствуют номинальным параметрам котла, турбины, вспомогательного оборудования. Если параметры отличаются от номинальных, то должны вводиться поправки. Поправки учитывают изменение температуры охлаждающей воды турбины, давления пара в отборах турбины, температуры конденсата, параметров свежего пара, качества топлива и пр. Такие поправки, по существу, меняют (смещают) характеристику. Оперативный расчет и коррекция характеристики могут осуществляться в АСУ ТП ТЭС.

Энергетическая характеристика генератора (рис. 7.7,а) показывает зависимость активной мощности на зажимах генератора от мощности турбины и от реактивной мощности генератора, т. е. $P_G(P_T, \cos \varphi)$. Дифференциальная характеристика генератора (рис. 7.7,б) показывает зависимость $b_G(P_G)$, где $b_G = \Delta P_T / \Delta P_G$.

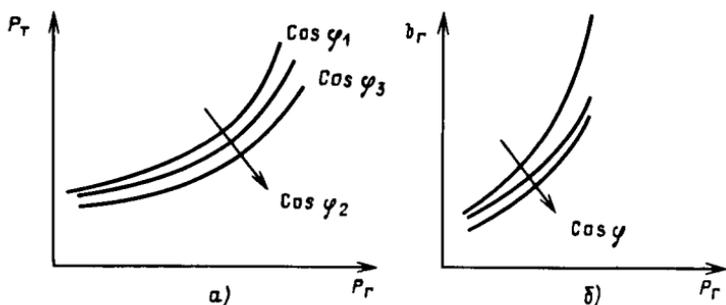


Рис. 7.7. Характеристики генератора:
а — в абсолютных показателях; б — дифференциальная

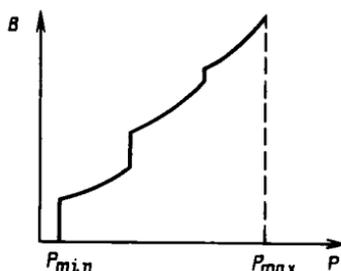


Рис. 7.8. Расходная характеристика блока ТЭС

Поскольку $P_T = P_G \eta$, то

$$b_G = \frac{\partial (P_G \eta)}{\partial P_G} = \eta + \frac{\partial \eta}{\partial P_G} P_G. \quad (7.6)$$

Это значит, что для вычислений b_G можно дифференцировать рабочую характеристику генератора.

Произведение дифференциальных показателей котла, турбины и генератора является дифференциальным показателем всего блока (считаем $Q_K \approx Q_T$):

$$b_{\text{бл}} = b_K b_T b_G \approx \frac{\Delta B}{\Delta Q_K} \frac{\Delta Q_T}{\Delta P_T} \frac{\Delta P_T}{\Delta P_G}. \quad (7.7)$$

Дифференциальная характеристика блока имеет скачки (рис. 7.8), если характеристика турбины имеет разрывы (2 на рис. 7.6). Если учитывать в характеристике работу механизмов собственных нужд, то появляются дополнительные скачки, связанные с включением и наиболее крупных механизмов (питающих насосов, дымососов и пр.).

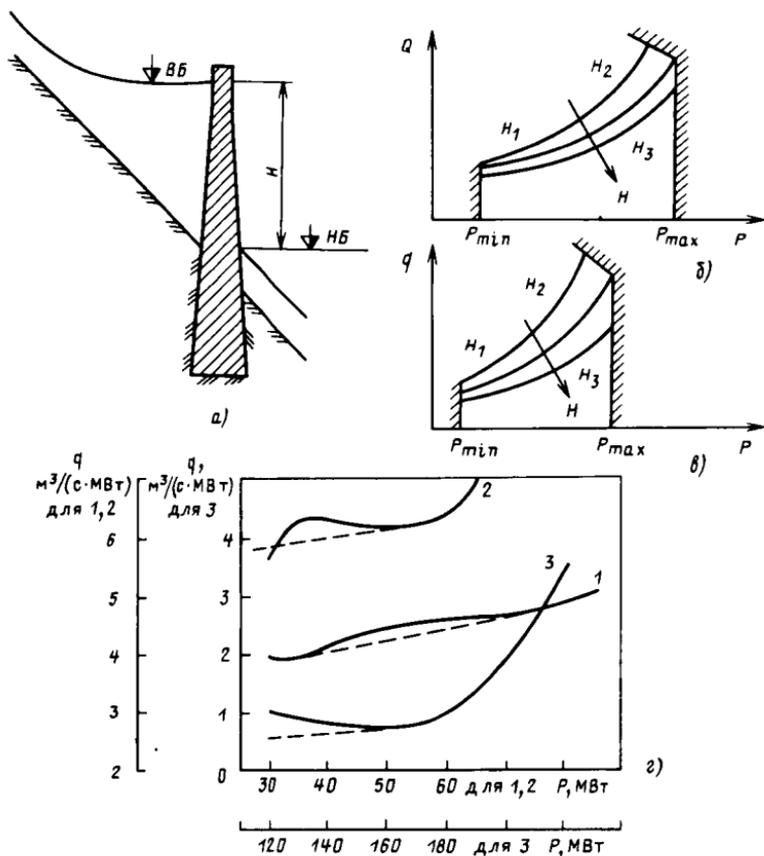


Рис. 7.9. Характеристики гидроагрегата:

a — схема установки; *б* — расходная; *в* — дифференциальная; *г* — натурные

Характеристики гидроагрегатов. Они обычно представляются изолиниями для постоянных напоров (рис. 7.9). На расходной характеристике (рис. 7.9, б) даются изолинии $Q(P)$ для $H = \text{const}$, на дифференциальной — изолинии q (рис. 7.9, в). Натурные характеристики гидроагрегатов часто имеют скачки (рис. 7.9, г).

7.2. Маневренные характеристики ТЭС

Тепловые электростанции участвуют в регулировании нагрузки, частоты и перетоков мощности. Степень такого участия зависит от маневренности оборудования. Маневренность определяется нагрузочным и регулировочным диапазонами.

Нагрузочный диапазон. Если P_{\min} и $P_{\text{ном}}$ – соответственно длительно допустимые минимальная и номинальная нагрузки, то нагрузочный диапазон, %,

$$d_{\text{н}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\min}}{P_{\text{ном}}} 100 . \quad (7.8)$$

Его можно определять относительной величиной длительно допустимой минимальной мощности P_{\min}^* :

$$d_{\text{н}} = \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\text{ном}}} \right) 100 = (1 - P_{\min}^*) 100 . \quad (7.9)$$

Регулировочный диапазон – это интервал нагрузок, внутри которого мощности могут изменяться автоматически без изменения состава основного и вспомогательного оборудования. Для блоков, работающих на мазуте и газе, диапазон допустимых нагрузок 50%, на угле с сухим шлакоудалением – 40%, с жидким – 20%, т. е. P_{\min}^* равна соответственно 50, 60, 80%. Некоторые данные по минимальным допустимым нагрузкам блоков приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1. Минимально допустимые нагрузки моноблоков 160, 200 и 300 МВт

Мощность, МВт	Тип котла	Топливо	Шлакоудаление	Минимальная нагрузка, %
160	ТП-90	АШ	Жидкое	70
160	ТП-92	Газ	–	40
160	ТГМ-94	Газ, мазут	–	40
200	ПК-33	Челябинский бурый уголь	Сухое	50
200	ТП-100	АШ	Жидкое	60*–70
		Донецкий уголь	„	50*–60
		Львовско-вольнский	Сухое	65
			Жидкое	40*
300	ТП-110	АШ, кузнецкий	„	60*–70
300	ТГМП-314	Газ, мазут	–	30

* Продолжительность работы не более 2 ч.

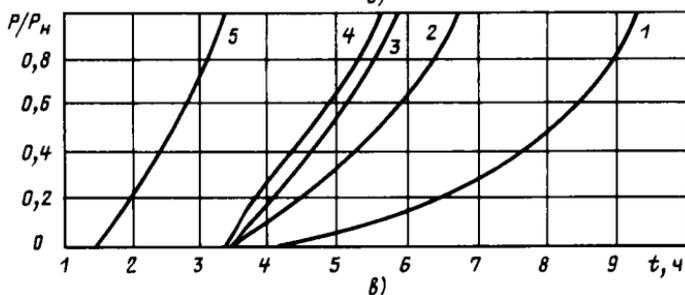
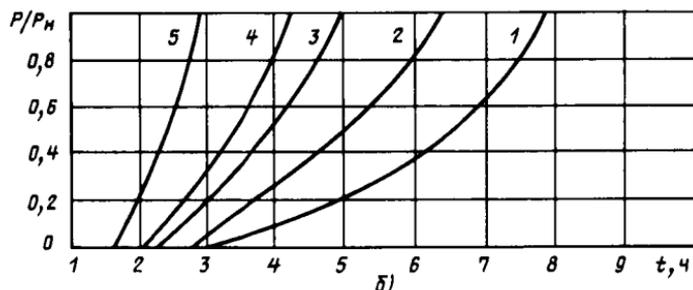
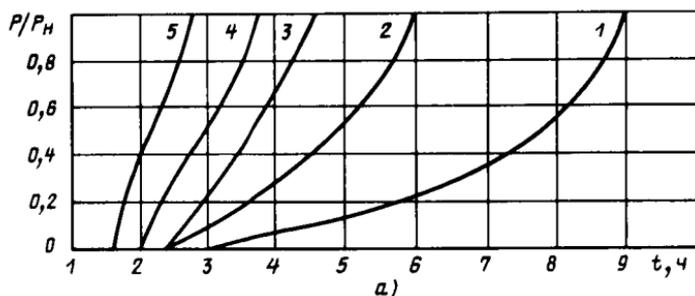


Рис. 7.10. Характеристики нормативной положительности пусков некоторых моблокков с пылеугольными котлами:

а — блок 160 МВт; б — блок 200 МВт; в — 300 МВт; 1 — пуск из холодного состояния; 2 — то же через 50–60 ч после растопки (время отсчитывается от начала растопки); 3 — то же через 20–35 ч; 4 — то же через 15–20 ч; 5 — то же через 6–10 ч

Продолжительность пуска. Важной характеристикой мобильности агрегата является продолжительность пуска (рис. 7.10). Продолжительность пуска существенно зависит от времени простоя агрегата перед пуском и меньше от мощности и типа блока. Блок из холодного состояния пускается за 8–9 ч, из которых 5–6 ч приходится на его постепенную нагрузку. После минимального простоя (6–10 ч) блок пускается за 3 ч, из которых примерно половина времени тратится на загрузку.

Таблица 7.2. Расход условного топлива на пуск блоков КЭС, т

Состояние блока	Мощность блока, МВт			
	100	160	200	300
Холодное	30	50	60	150
После останова:				
на сутки	21	40	60	100
на 8–10 ч	8	25	30	80

Расходы топлива на пуск агрегатов. Для учебных расчетов можно пользоваться данными табл. 7.2.

Считается, что пусковые расходы для котлов и блоков при малом времени простоя (до 16–18 ч) пропорциональны времени простоя, т. е.

$$V_{\text{п}} = b_{\text{п}} T_{\text{п}}, \quad (7.10)$$

где $b_{\text{п}}$ – постоянный множитель, который определяется техническими характеристиками оборудования.

Если останов происходит на длительное время, то пусковые расходы нелинейно зависят от времени простоя, например для блоков 200–300 МВт

$$V_{\text{п}} = k V_{\text{ном}} T_{\text{п}}^{1/3}, \quad (7.11)$$

где $V_{\text{ном}}$ – расход топлива при номинальной мощности; $k = 0,35$ для блока 200 МВт, $k = 0,55$ для блока 300 МВт.

Для котлов может использоваться экспоненциальная зависимость

$$V_{\text{п}} = V_{\text{х}} (1 - e^{-\alpha t}), \quad (7.12)$$

где $V_{\text{х}}$ – расход холостого хода; α – коэффициент, зависящий от мощности $P_{\text{к}}$ котла, например для энергоблоков 60–200 МВт

$$\alpha = 21,3 \left(\frac{P_{\text{к}}}{100} \right)^{-0,585}. \quad (7.13)$$

Пусковой расход из холодного состояния для неблочных котлов принимается равным $0,65–0,8 V_{\text{ном}}$. Для турбоагрегатов до 50 МВт пусковые расходы теплоты $Q_{\text{п}} = 0,4 P_{\text{т}}$, Гкал, где $P_{\text{т}}$ – мощность турбины, МВт.

Пуски влияют на надежность работы блоков. Количество пусков рассчитывается при составлении годового плана работы.

Для ТЭС с блоками 100–160 МВт обычно предусматривается ежедневная остановка одного-двух блоков в рабочий день на период ночного провала нагрузки. Дополнительно могут останавливаться по одному-два блока на субботу и воскресенье. Блоки 200–300 МВт останавливаются реже, после исчерпания возможностей блоков 100–160 МВт и в основном на субботу и воскресенье. На станциях с блоками 100–160 МВт наблюдается до 700 пусков в год.

Существует мнение, что частые пуски блоков заметно снижают их надежность, однако фактических данных, подтверждающих такое мнение, нет. Следует также учесть, что при остановке блока эксплуатационный персонал получает возможность его осмотра и мелкого ремонта, что повышает надежность блока. Если пуски на станциях идут часто, то персонал накапливает опыт и пуски идут надежно.

7.3. Эквивалентные характеристики

Эквивалентные характеристики электростанций в обобщенном виде дают связи параметров режима и определенных показателей станции. Чаще всего используются два вида эквивалентных характеристик: мгновенные и интегральные. Интегральные характеристики отражают изменения параметров на определенных интервалах времени.

Мгновенные энергетические характеристики электростанций. Характеристики дают связь подведенной и полезной мощностей по станции или показателей, пропорциональных им. Характеристика станции зависит от состава работающих агрегатов, их активной и реактивной мощности, от гидравлических и других параметров. Получить характеристику можно расчетным путем, причем мгновенные характеристики строятся на основе характеристик агрегатов.

Интегральные характеристики. При расчете режимов исходная информация осредняется на заданных интервалах времени. Интегральные характеристики строятся для характерных периодов и интервалов дискретности по времени и отражают внутриинтервальные изменения параметров. Для этого для характерных периодов рассчитывается режим станции или системы.

Статистические характеристики. В эксплуатации накапливается статистика по параметрам режима. Обычно имеются

среднеарифметические различных параметров с различными интервалами осреднения. Обработка статистических данных методами теории вероятностей и математической статистики позволяет получить статистические характеристики, которые находят очень широкое распространение в различных расчетах.

В последующих параграфах рассмотрены методы получения различных характеристик.

7.4. Энергетические характеристики станции с одинаковыми агрегатами

Если агрегаты станции можно представить одинаковыми (идентичными) характеристиками, то легко построить любые энергетические характеристики. В практике однотипные агрегаты обычно имеют различные характеристики за счет различий в изготовлении, разном износе при эксплуатации, различных отклонениях параметров от номинальных величин и др. Однако для многих режимных задач с этими различиями можно не считаться и предполагать, что однотипные агрегаты имеют одинаковые характеристики.

Простота задачи объясняется тем, что она сводится к выбору только оптимального числа работающих агрегатов при различных мощностях станции. Для одинаковых агрегатов все варианты составов при постоянном числе равнозначны. Нагрузка между агрегатами распределяется поровну.

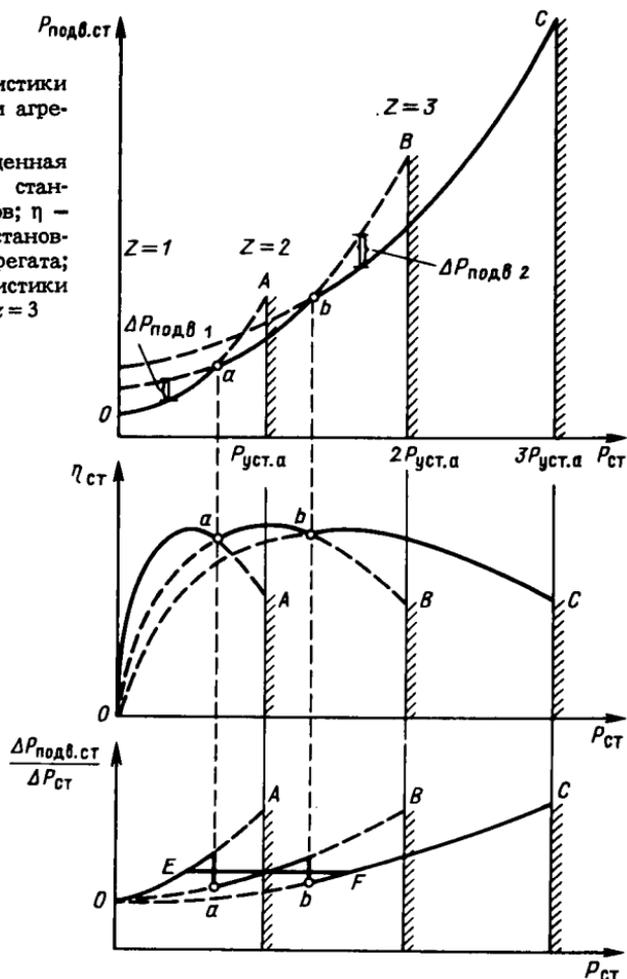
Характеристика станции для любого числа агрегатов получается путем пропорционального изменения координат характеристики одного агрегата. Расходная энергетическая характеристика станции строится по расходной энергетической характеристике агрегата, причем (рис. 7.11,а)

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{подв.ст}} &= z P_{\text{подв.а}}; \\ P_{\text{ст}} &= z P_{\text{а}}. \end{aligned} \right\} \quad (7.14)$$

Пересеченные характеристики при z и $z+1$ агрегатах дает точку включения $(z+1)$ -го агрегата. Работа большим или меньшим числом агрегатов по сравнению с рекомендуемым приведет к потерям. Так, если включить два агрегата в зоне оптимального $z = 1$, то потери подведенной мощности составят $\Delta P_{\text{подв}1}$. Если же включить два агрегата в зоне оптимального $z = 3$, то потери будут $\Delta P_{\text{подв}2}$.

Рис. 7.11. Характеристики станции с одинаковыми агрегатами:

$P_{\text{подв.ст}}$, $P_{\text{ст}}$ — подведенная и полезная мощности станции; z — число агрегатов; η — КПД станции; $P_{\text{уст.а}}$ — установленная мощность агрегата; OA , OB , OC — характеристики станции для $z=1$, $z=2$, $z=3$



Рабочая характеристика станции строится по рабочей характеристике одного агрегата. Для этого абсциссы характеристики одного агрегата умножаются на число работающих агрегатов, при этом характеристика имеет вид, представленный на рис. 7.11,б, причем

$$\left. \begin{aligned} \eta_{\text{ст}} &= \eta_{\text{а}} ; \\ P_{\text{ст}} &= z P_{\text{а}} . \end{aligned} \right\} \quad (7.15)$$

Характерно, что каждый последующий агрегат включается при большем КПД, чем предыдущий. Если работает четыре-пять агрегатов, то КПД станции всегда близок к максимальному зна-

чению. Аналогично рабочим строятся характеристики удельных расходов энергоресурса.

Характеристики относительных приростов строятся так же, как и рабочие, т. е.

$$\left. \begin{aligned} b_{ст} &= b_a ; \\ P_{ст} &= z P_a . \end{aligned} \right\} \quad (7.16)$$

Из рис. 7.11, в видно, что характеристики относительных приростов для z и $z+1$ агрегатов не пересекаются, и, чтобы определить точку включения следующего агрегата, нужно использовать расходную или рабочую характеристику станции. Характеристики относительных приростов для ГЭС имеют пилообразную форму, и при наивыгоднейшем распределении нагрузки в системе они сглаживаются (см. §7.6), что показано линией EF .

Скачки на характеристике станции могут быть и в том случае, если установленная мощность агрегата такова, что требует включения агрегатов раньше оптимальных точек (точки a , b на рис. 7.11). Такое ограничение часто наблюдается на ГЭС при малом числе агрегатов.

7.5. Построение эквивалентных характеристик станции методом динамического программирования

В общем случае характеристики агрегатов электростанций могут иметь любую форму – иметь скачки, изломы, провалы, полочки. Такие характеристики недифференцируемы, что исключает или затрудняет их использование при расчетах градиентными и вариационными методами. Метод динамического программирования не выдвигает каких-либо требований к виду агрегатных характеристик и в этом смысле обладает универсальными возможностями.

Задача построения характеристики электрической станции требует анализа состояния каждого агрегата. Агрегат может быть в рабочем либо нерабочем состоянии. Если на станции имеется n агрегатов, то число состояний будет 2^n . На электростанциях число агрегатов $n = 10 \div 25$, и, следовательно, может быть несколько тысяч состояний, т. е. различных комбинаций агрегатов. Метод динамического программирования позволяет анализировать не все возможные состояния, а только их часть. Он вместо полного перебора вариантов рассчитывает их меньшее число, т. е. подавляет размерность задачи. Кроме того, ме-

тод динамического программирования в основе ориентирован на выполнение всех расчетов на ЭВМ, что позволяет рационально построить весь вычислительный процесс.

Разработаны алгоритмы построения мгновенных энергетических характеристик электростанций методом динамического программирования. Рассмотрим пример построения характеристики ГЭС.

Постановка задачи. Необходимо построить оптимальную расходную характеристику ГЭС $Q_{ГЭС}(P_{ГЭС}, H)$, причем для любого режима по мощности и напору H необходимо иметь в работе оптимальный состав агрегатов и оптимальные мощности. Критерием оптимальности будет минимум расхода воды станции. Агрегаты имеют индивидуальные (различные) характеристики $Q_i(P_i, H_i)$, причем имеются ограничения по мощности агрегатов.

Такая задача является целочисленной, так как можно включать только целое число агрегатов, нелинейной, поскольку характеристики агрегатов нелинейны, многоэкстремальной, так как может быть несколько возможных составов, обеспечивающих баланс мощности станции. Для каждой мощности требуется найти оптимальный состав агрегатов и оптимальное распределение нагрузки между ними. Характеристика станции рассчитывается для всех $P_{ГЭС}$ и $H_{ГЭС}$.

Математическая модель задачи включает:

1) уравнения цели

$$Q_j = \sum_i Q_i(P_i) \Rightarrow \min, \quad (7.17)$$

где j – номер режима мощностей станции $P_j = P_1, P_2 \dots$; i – номер агрегата;

2) уравнения связи – расходные характеристики агрегатов $Q_i(P_i)$;

3) уравнения ограничений:

баланс мощности по станции

$$P_j = \sum_i P_i; \quad (7.18)$$

допустимые пределы изменения мощности станции

$$P_{j \min} \leq P_j \leq P_{j \max}; \quad (7.19)$$

допустимые пределы изменения мощности агрегатов

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}; \quad (7.20)$$

4) уравнение оптимизации, которое составляется с использованием принципа оптимальности динамического программирования.

В методе динамического программирования вариационная задача рассматривается как многошаговый непрерывный процесс. Все решения последующих шагов должны составлять оптимальное поведение относительно предыдущих, для чего используется рекуррентная процедура.

На i -м шаге процесса оптимизации состава и режима агрегатов основное функциональное уравнение динамического программирования имеет вид рекуррентного соотношения:

$$Q_i^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}}) = \min_{P_i} \{ Q_i(P_i) + Q_{i-1}^{\text{ЭК}}(P_{i-1}^{\text{ЭК}}) \}, \quad (7.21)$$

где $Q_i^{\text{ЭК}}$ – расход по эквивалентной характеристике i -го шага оптимизации для мощности $P_i^{\text{ЭК}}$; $Q_{i-1}^{\text{ЭК}}$ – расход по эквивалентной характеристике $(i-1)$ -го шага оптимизации для эквивалентной мощности $P_{i-1}^{\text{ЭК}}$; Q_i, P_i – соответственно расход и мощность подключаемого агрегата на i -м шаге оптимизации.

Используя уравнение баланса мощности, функциональное уравнение сводят к одной переменной P_i . Так как известна нагрузка станции P_j , то $P_{i-1}^{\text{ЭК}} = P_j - P_i$ и тогда (7.21) приобретает вид

$$Q_i^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}}) = \min_{P_i} \{ Q_i(P_i) + Q_{i-1}^{\text{ЭК}}(P_j - P_i) \}. \quad (7.22)$$

Следовательно, задача оптимизации функции многих переменных сводится к многошаговой задаче оптимизации функции одной переменной P_i . Процедура расчетов заключается в последовательном построении эквивалентных характеристик для заданной очередности агрегатов $i = 1, 2, 3, \dots, n$. Агрегаты могут рассматриваться в любой очередности.

Характеристика первого шага оптимизации задается как характеристика одного агрегата, например $i = 1$. На втором шаге строится эквивалентная характеристика двух совместно работающих агрегатов $i = 1, 2$, причем номер подключаемого агрегата соответствует заданной очередности. Уравнение оптимизации дает эквивалентный расход и эквивалентную мощность этих двух агрегатов:

$$Q_{i=1,2}^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}}) = \min_{P_2} \{ Q_2(P_2) + Q_1(P_j - P_2) \}, \quad (7.23)$$

где первое слагаемое правой скобки – характеристика подключаемого агрегата $i = 2$, а второе – характеристика первого шага оптимизации.

Варьируя мощностью P_2 при $P_j = \text{const}$, можно получить такое распределение мощности, при котором функция (7.23) будет иметь минимум. Если такие расчеты проделать для всех P_j в диапазоне возможных мощностей двух агрегатов, то можно получить эквивалентную характеристику второго шага оптимизации $Q_{i=1,2}^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}})$, которая является характеристикой агрегатов $i = 1, 2$. На характеристике могут быть точки, где работает один из агрегатов, и точки, где они работают совместно.

На следующем шаге строится эквивалентная характеристика для трех агрегатов $i = 1, 2, 3$ с использованием уравнения

$$Q_{i=1,2,3}^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}}) = \min_{P_3} \{Q_3(P_3) + Q_{i=1,2}^{\text{ЭК}}(P_j - P_3)\}. \quad (7.24)$$

Здесь подключается третий агрегат $i = 3$ и рассматривается его совместное использование с гипотетическим агрегатом, имеющим характеристику $Q_{i=1,2}^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}})$. Варьируя мощность P_3 , можно найти оптимальное решение поочередно для всех P_j в диапазоне работы трех агрегатов и построить эквивалентную характеристику $Q_{i=1,2,3}^{\text{ЭК}}(P_i^{\text{ЭК}})$. На характеристике могут быть точки работы любым одним агрегатом, их комбинациями по два и всеми тремя агрегатами. Далее расчеты повторяются до подключения последнего агрегата.

Мощности станции задаются равномерным дискретным рядом $P_j = P_{j \min}, \dots, P_{j \max}$ с постоянным шагом ΔP_j . Шаг дискретности определяет число точек на характеристике. Легко показать, что для построения эквивалентной характеристики станции требуется выполнить число расчетов

$$m = \sum_i (ki + 1) ki, \quad (7.25)$$

где k – число шагов дискретности мощности ΔP_j ; i – число шагов оптимизации.

Оптимальный план использования агрегатов при определенной нагрузке станции находится по эквивалентной характеристике станции с использованием процедуры обратного хода. Процедура обратного хода позволяет значительно сократить число параметров эквивалентной характеристики. Достаточно в памяти ЭВМ для каждой мощности станции запомнить только номер и мощность агрегата, подключаемого к эквивалентной характеристике. Для нашего примера надо запомнить на первом шаге мощность первого агрегата при всех P_j , на втором мощность второго агрегата, так как он подключается к первому, на третьем мощность третьего агрегата и т. д.

Составление оптимального плана ходом назад покажем на примере. Пусть была построена эквивалентная характеристика станции с агрегатами $i = a, b, c, d$. Допустим, что необходимо определить, какие агрегаты работают при нагрузке станции P и какова их мощность. При P находим в памяти ЭВМ номер и мощность подключаемого на последнем шаге агрегата. Например, агрегат d имел мощность P_d . Тогда эквивалентный агрегат будет иметь мощность $P_1^{\text{ЭК}} = P - P_d$. Этой мощности соответствует другая точка характеристики станции, и для нее подключаемый агрегат c имел мощность P_c . Эквивалентный агрегат при мощности P_c имеет мощность $P_2^{\text{ЭК}} = P_1^{\text{ЭК}} - P_c$. Ей соответствует агрегат B с мощностью P_b . Если $P_2^{\text{ЭК}} = P_b$, то расчет заканчивается. Оптимальный план имеет вид

$$P = P_b + P_c + P_d .$$

Процедура обратного хода позволяет во много раз сократить память ЭВМ, требующую для запоминания всех параметров эквивалентной характеристики. И все-таки она остается очень большой. Это ограничивает применение метода динамического программирования (такое ограничение называют проклятием размерности) и выдвигает определенные требования к классу ЭВМ. Часто приходится уменьшать число расчетных точек на характеристике, что снижает точность построения оптимального плана.

Пример построения характеристики станции методом динамического программирования

Задача: станция – ТЭС, число агрегатов – 3, установленная мощность каждого агрегата – 50 МВт, характеристики агрегатов (условные) приведены в табл. 7.3.

Требуется построить оптимальную характеристику станции в пределах изменения мощности $0 \leq P \leq P_{\text{ст}} = 150$ МВт с шагом $\Delta P = 10$ МВт.

Расчет характеристики. Задается любая очередность использования агрегатов, например $i = 1, 2, 3$. На станции имеются три агрегата, поэтому построение характеристики выполняется тремя шагами. Поскольку весь пример условный, то единицы измерения величин в расчетах не приводятся.

Таблица 7.3. Характеристики агрегатов $B(P_a)$

Мощность агрегата P_a	Номер агрегата			Мощность агрегата P_a	Номер агрегата		
	B_1	B_2	B_3		B_1	B_2	B_3
0	10	8	15	30	30	30	24
10	20	18	21	40	35	37	28
20	25	23	22	50	40	44	38

Таблица 7.4. Характеристика $B_{II}^{ЭК} (P_{II}^{ЭК})$

P_2	B_2	Эквивалентная мощность шага I					
		0	10	20	30	40	50
		Эквивалентный расход топлива шага I					
		10	20	25	30	35	40
0	8	<u>8</u>	20	25	30	<u>35</u>	<u>40</u>
10	18	<u>18</u>	38	43	48	<u>53</u>	<u>58</u>
20	23	<u>23</u>	43	48	<u>53</u>	58	<u>63</u>
30	30	<u>30</u>	50	<u>55</u>	60	65	<u>70</u>
40	37	37	<u>57</u>	62	67	72	<u>77</u>
50	44	<u>44</u>	64	69	74	79	<u>84</u>

Первый (I) шаг оптимизации. На этом шаге $i = 1$, а уравнение (7.21) примет вид

$$B_1^{ЭК} (P_1^{ЭК}) = \min \{ B_1 (P_1) \}.$$

Следовательно, характеристика первого шага оптимизации — это характеристика первого агрегата.

На втором (II) шаге $i = 1, 2$, и уравнение (7.21) будет иметь вид

$$B_{II}^{ЭК} (P_{II}^{ЭК}) = \min \{ B_2 (P_2) + B_1^{ЭК} (P_{ст} - P_2) \}.$$

Результаты вариантных расчетов показаны в табл. 7.4.

Пример заполнения табл. 7.4 покажем для $P_{ст} = 50$ МВт. Эта мощность по-разному может быть распределена между агрегатами 1 и 2:

$$\begin{aligned} P_1 = 50, & & P_2 = 0, & & B = 40 \\ P_1 = 40, & & P_2 = 10, & & B = 35 + 18 = 53 \\ P_1 = 30, & & P_2 = 20, & & B = 30 + 23 = 53 \end{aligned}$$

Результаты всех вариантов распределения мощности $P_{ст} = 50$ между агрегатами показаны в выделенных клеточках. Наилучшим является вариант $P_1 = 50$, $P_2 = 0$ (он в таблице подчеркнут).

Аналогично заполняется вся таблица для других значений $P_{ст}$. Оптимальной будет характеристика, для которой получен наименьший расход топлива при $P_{ст} = \text{const}$.

На третьем (III) шаге оптимизации $i = 1, 2, 3$, и

$$B_{III}^{ЭК} (P_{III}^{ЭК}) = \min_{P_3} B_3 (P_3) + B_{II}^{ЭК} (P_{ст} - P_3).$$

В табл. 7.5 заносятся оптимальная характеристика второго шага $B_{II}^{ЭК} (P_{II}^{ЭК})$ и характеристика подключаемого третьего агрегата $B_3 (P_3)$. Оптимальные варианты распределения мощности станции между ними подчеркнуты.

Обратный ход. Для того чтобы определить, какие агрегаты и с какой мощностью должны работать, необходимо составить таблицу обратного хода (таб. 7.6).

Таблица 7.5. Характеристики $V_{III}^{ЭК}$ ($P_{III}^{ЭК}$)

P_3	V_3	Эквивалентная мощность шага II							
		0	10	20	30	40	50	60	70
		Эквивалентный расход топлива шага II							
		8	18	23	30	35	40	58	63
0	15	8	18	23	30	35	40	58	63
10	21	21	39	44	51	56	67	79	84
20	<u>22</u>	<u>22</u>	40	55	52	62	62	80	85
30	24	<u>24</u>	52	47	59	59	64	82	87
40	28	<u>28</u>	40	<u>51</u>	<u>58</u>	<u>63</u>	<u>68</u>	86	<u>91</u>
50	38	<u>38</u>	56	61	68	73	<u>78</u>	96	99

Примечание. Данные приведены для мощностей станции от 0 до 70 МВт.

Таблица 7.6. Данные для "обратного хода"

$P_{ст}$	10	20	30	40	50	60	70
I шаг $-P_1$	10	20	30	40	50	0	0
II шаг $-P_2$	10	20	30	0	0	10	20
III шаг $-P_3$	20	20	30	40	50	40	40

Примечание. См. примечание к табл. 7.5.

В нее заносятся мощности агрегатов, подключаемых на соответствующем шаге. Поскольку на шаге I работал только агрегат $i = 1$, то его мощности P_1 и заносим, на шаге II подключился агрегат $i = 2$, и при различных $P_{ст}$ в таблицу заносятся только его мощность P_2 , на шаге III заносятся мощности третьего агрегата P_3 . Берутся те мощности агрегатов, которые соответствуют оптимальной характеристике соответствующего шага оптимизации.

План использования агрегатов. Оптимальный план получается на основании табл. 7.6 "обратным ходом", т. е. от последнего подключаемого агрегата $i = 3$ к первому.

Допустим, $P_{ст} = 70$, тогда имеем $P_3 = 40$, оставшаяся мощность агрегатов 1 и 2 будет $70 - 40 = 30$. Находим в таблице столбец для $P_{ст} = 30$ и в нем определяем мощность агрегата $i = 2$, $P_2 = 30$. Оставшаяся мощность $70 - 40 - 30 = 0$. Таким образом,

$$P_{ст} = P_3 + P_2 = 40 + 30 = 70.$$

7.6. Построение эквивалентных характеристик станции при заданном составе работающих агрегатов

Если известен состав агрегатов, то оптимизация режима заключается только в решении задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами. Для агрегатов с произвольными характеристиками такая задача может быть решена методом динамического программирования. Чтобы ни один из агрегатов заданного состава не отключался, задается ограничение (7.19). Тогда мощность агрегата не снизится меньше величины $P_{i\min}$. В остальном порядок расчета не меняется и соответствует общей схеме построения эквивалентных характеристик станции.

Широкое распространение имеет методика построения эквивалентных характеристик с использованием метода относительных приростов, но, как уже указывалось, она применима для агрегатов, имеющих дифференцируемые и монотонно возрастающие характеристики агрегатов.

Нагрузка между агрегатами распределяется по равенству относительных приростов либо в первую очередь загружаются агрегаты с меньшим относительным приростом (если нет равных относительных приростов). Применяв это правило, можно получить эквивалентную характеристику относительных приростов для заданного состава агрегатов, а по ней построить эквивалентную расходную или рабочую характеристику.

На рис. 7.12 дан пример построения эквивалентной расходной характеристики двух агрегатов: 1 и 2. Минимальная мощность станции равна сумме минимальных мощностей обоих агрегатов. При увеличении мощности станции до P_1 загружается первый агрегат до мощности P_a , так как он имеет меньший относи-

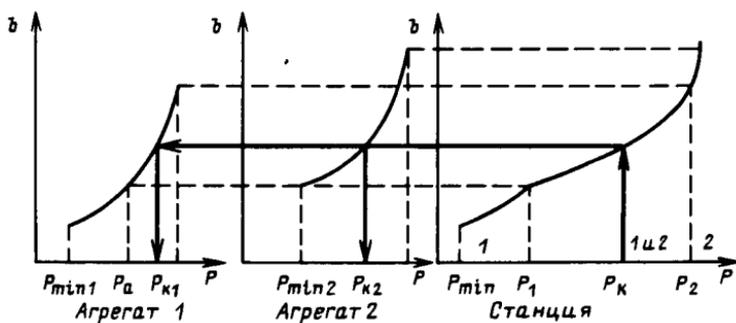


Рис. 7.12. Эквивалентная характеристика двух агрегатов

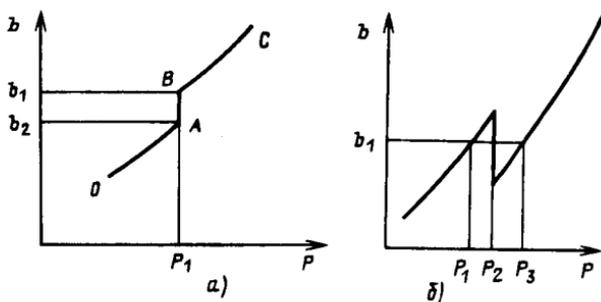


Рис. 7.13. Два вида разрыва непрерывности на характеристиках относительных приростов

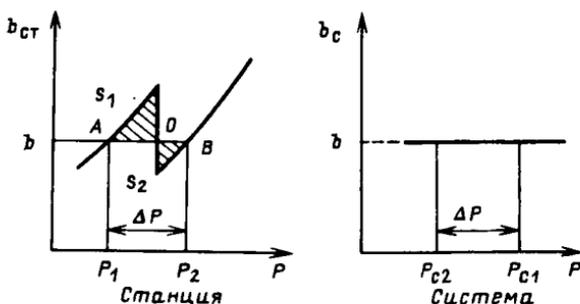
тельный прирост. В зоне мощностей от P_1 до P_2 загружаются оба агрегата в соответствии с равенством их относительных приростов. При больших мощностях загружается агрегат 2. Таким образом, строится характеристика относительных приростов. Она позволяет определить мощности каждого агрегата при любой нагрузке станции, которые соответствуют минимальному расходу топлива. По мощностям могут быть определены расходы энергоресурса, КПД и другие показатели сначала для агрегатов, а затем и для станции.

Исправление характеристик относительных приростов станций. Характеристики относительных приростов используются для оптимизации режимов энергосистемы (см. гл. 6), и к ним предъявляются требования о дифференцируемости и монотонности возрастания. Часто они не выполняются, поэтому существуют специальные методы приведения эквивалентных характеристик станций к требуемому виду.

Если характеристики имеют разрывы непрерывности первого вида (рис. 7.13,а), то мощности P_1 соответствуют любые относительные приросты от b_1 до b_2 , т. е. имеется неоднозначность связи $b(P)$ и, следовательно, неопределенность решения. Чтобы избавиться от неопределенности, характеристика представляется двумя несвязанными частями: OA и BC . При мощности агрегата или станции, меньшей P_1 , агрегат представляется характеристикой OA , при равной или большей — частью BC .

Для характеристик, имеющих разрывы непрерывности второго рода (рис. 7.13,б), разработана простая методика исправления характеристики. Она получена в предположении, что при перераспределении нагрузки на станции относительные приросты системы не меняются. Это справедливо в случае малого удельного веса рассматриваемой станции в балансе мощности системы.

Рис. 7.14. К методике устранения разрыва непрерывности характеристики относительных приростов



Итак, допустим, что станция с характеристикой, показанной на рис. 7.13, б, работает в крупной системе, которая при всех изменениях мощности станции имеет постоянный относительный прирост $b = \text{const}$ (рис. 7.14). При наивыгоднейшем распределении нагрузки станция также будет иметь относительный прирост b , но ему соответствуют мощности P_1 и P_2 . Возникает вопрос – какая из мощностей является оптимальной? Возможны два варианта баланса системы:

$$\left. \begin{aligned} P &= P_{c1} + P_1; \\ P &= P_{c2} + P_2, \end{aligned} \right\} \quad (7.26)$$

где P – нагрузка системы; P_{c1} , P_{c2} – мощности всех других (кроме рассматриваемой) станций.

При переходе от мощности P_1 к P_2 потребуется дополнительный расход топлива на станции, но в то же время будет экономия топлива в системе. Общее изменение расхода топлива

$$\Delta B = \int_{P_1}^{P_2} b dP - b \Delta P = b \Delta P + S_1 - S_2 + b \Delta P = S_1 - S_2, \quad (7.27)$$

где S_1 и S_2 – площадки, показанные штриховкой на рис. 7.14.

Назовем S_1 площадкой пережога, а S_2 площадкой экономии топлива. Если $\Delta B > 0$, то увеличивать мощность от P_1 до P_2 невыгодно, так как будет пережог топлива. При $\Delta B < 0$ будет экономия, а при $\Delta B = 0$ варианты равноэкономичны. Воспользуемся этими правилами для приведения характеристики относительных приростов к требуемому виду.

При относительном приросте системы b_1 (рис. 7.15) $S_1 > S_2$ ($S_2 = 0$), т. е. экономичной будет мощность P_1 . При b_2 имеем $S_1 > S_2$, т. е. экономичным будет режим с мощностью P_2 ; при b_3 имеем $S_1 = S_2$ и режимы P_3 и P_3' равноэкономичны; при b_4 будет

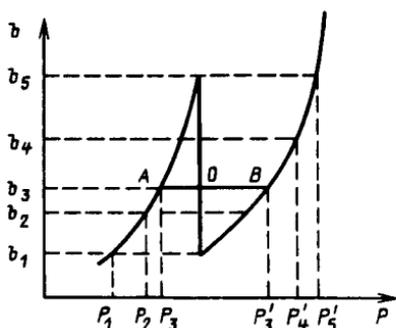


Рис. 7.15. Устранение разрыва непрерывности на характеристике относительных приростов

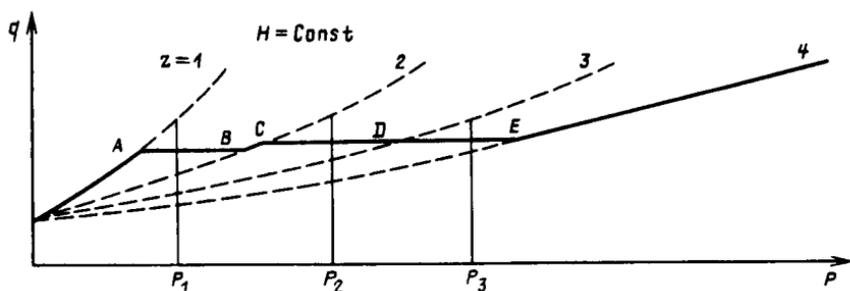


Рис. 7.16. Дифференциальные характеристики ГЭС:
 z – число агрегатов

$S_1 < S_2$ – экономична мощность P'_4 ; при b_5 экономична мощность P'_5 .

Таким образом, для устранения разрыва непрерывности характеристики на рис. 7.14 достаточно провести линию $b = \text{const}$ так, чтобы $S_1 = S_2$. Тогда при меньших относительных приростах следует работать по левой ветви характеристики, а при больших – по правой. Работа в зоне мощностей AB вызывает пережог топлива. Действительно, при любых мощностях в этой зоне $S_2 > S_1$, причем максимальный пережог будет в точке разрыва непрерывности, так как $S_2 = 0$. Ввиду этого зона AB – это зона нежелательной работы. В практике эта зона не исключается из работы, так как пережог топлива обычно не превышает 5–10% возможной экономии, а отказ от использования этих мощностей связан с большими эксплуатационными неудобствами для станции.

Характеристики, показанные на рис. 7.13,а, имеют ТЭС, а на рис. 7.13,б, – ГЭС. На рис. 7.16 дана характеристика ГЭС с четырьмя агрегатами. В точках включения агрегатов наблюдаются раз-

рывы непрерывности. Для их устранения проведены линии AB , CD , DE так, чтобы площадки сверху и снизу от них были равными. Зоны AB , CD , DE – зоны нежелательной работы, поэтому теоретически правильно не иметь на ГЭС этих мощностей. Однако это существенно ограничило бы мощности и маневренность ГЭС, поэтому допускаются любые мощности.

7.7. Эквивалентные характеристики ТЭС

На ТЭС со сложной тепловой схемой (рис. 7.17) характеристика зависит не только от состава турбин и котлов, но и от тепловой схемы станции. На рис. 7.17 представлена достаточно общая схема ТЭС с разнотипными турбинами T , котлами K , двумя частями станции с давлениями $P_{дI}$ и $P_{дII}$. Связь между частями станции осуществляется через предвключенную турбину $ПР$ и редуционно-охлаждающее устройство $РОУ$. Другие схемы являются частным случаем этой.

Наиболее простой является схема ТЭС с турбинами и котлами одного давления, работающими на общий паропровод. Построение характеристики такой станции осуществляется в следующей последовательности. Для заданных нагрузок выбирается состав турбин. Для них осуществляется наиболее выгодное распределение нагрузки и строится эквивалентная характеристика относительных приростов турбин. Затем выбирается состав котельного оборудования, между котлами осуществляется наиболее

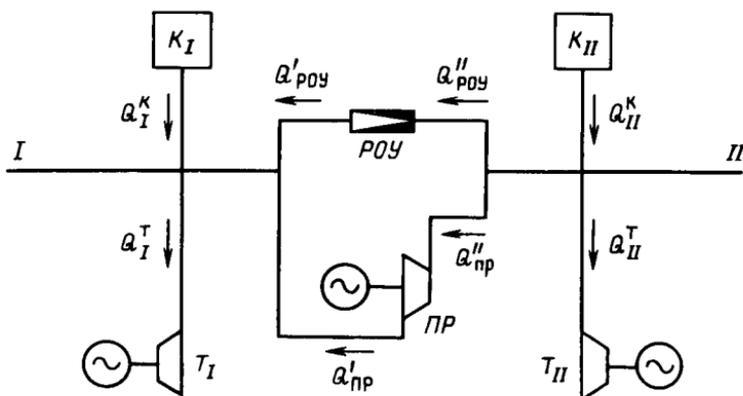


Рис. 7.17. Схема тепловой станции

годнейшее распределение тепловой нагрузки и строится эквивалентная характеристика относительных приростов котлов. На основании эквивалентных характеристик турбин и котлов строится эквивалентная характеристика станции. По эквивалентной характеристике относительных приростов станции строится эквивалентная расходная характеристика. В пределах одной характеристики состав котлов и турбин остается неизменным. Таким путем можно построить серию характеристик для различного состава оборудования.

Если станция имеет две части с разными давлениями, связанные через *РОУ*, то число характеристик увеличивается. Для такой станции число возможных вариантов увеличивается за счет того, что турбины более низкого давления могут получать теплоту от котлов обеих частей, причем от котлов более высокого давления – через *РОУ*.

В общем случае части разного давления связаны через *РОУ* и *ПР*, что еще больше увеличивает варианты возможного теплового баланса станции. Действительно, турбины T_I могут получать тепловую энергию по одной из следующих схем: от котлов K_I , от котлов K_{II} через *РОУ*, от котлов K_{II} через *ПР*, от котлов K_{II} через *РОУ* и *ПР* при их различной загрузке, от K_I и K_{II} через *РОУ*, от K_I и K_{II} через *ПР*, от K_I и K_{II} через *РОУ* и *ПР* с их различной загрузкой. Число характеристик здесь резко увеличивается по сравнению со схемами станций, имеющих одно давление.

Учитывать варианты тепловой схемы и состав оборудования можно полным перебором, однако чаще используют схему направленного (ограниченного) перебора, построенную на основе инженерных соображений о нецелесообразности определенных вариантов.

Математическая модель

1. Уравнение цели – суммарный расход топлива всей станции при заданном составе оборудования и заданной тепловой схеме, т. е.

$$F = B_I(Q_I^K + Q'_{ПР} + Q'_{РОУ}) + B_{II}(Q_{II}^K - Q''_{ПР} - Q''_{РОУ}) . \quad (7.28)$$

2. Уравнения связи включают расходные характеристики турбин $B_{T i} (Q_{T i})$, расходные характеристики котлов $B_{K j} (Q_{K j})$, характеристики *РОУ* $Q'_{РОУ} (Q''_{РОУ})$ и *ПР* $Q'_{ПР} (Q''_{ПР})$.

3. Уравнения ограничений:

а) в виде неравенств

$$\left. \begin{aligned} Q_{i \min}^T &\leq Q_i^T \leq Q_{i \max}^T ; \\ Q_{\text{ПР}}' &\leq Q_{\text{ПР}} \leq Q_{\text{ПР}}'' ; \\ Q_{\text{РОУ}}' &\leq Q_{\text{РОУ}} \leq Q_{\text{РОУ}}'' ; \\ Q_{j \min}^K &\leq Q_j^K \leq Q_{j \max}^K ; \end{aligned} \right\} \quad (7.29)$$

б) балансовые ограничения теплоты

$$\left. \begin{aligned} Q_I^K &= Q_I^T - Q_{\text{РОУ}}' - Q_{\text{ПР}}' ; \\ Q_{II}^K &= Q_{II}^T + Q_{\text{РОУ}}'' + Q_{\text{ПР}}'' ; \end{aligned} \right\} \quad (7.30)$$

в) балансовое уравнение мощности

$$P = P_I + P_{II} + P_{\text{ПР}} . \quad (7.31)$$

Принятые условные обозначения, Q_I^T , Q_{II}^T , Q_i^K , Q_{II}^K – расходы тепла турбин и котлов первой I и второй II частей станции; $Q_{\text{ПР}}'$, $Q_{\text{ПР}}''$, $Q_{\text{РОУ}}'$, $Q_{\text{РОУ}}''$ – расходы тепла на входе и выходе турбины ПР и РОУ; P_I , P_{II} , $P_{\text{ПР}}$ – электрические мощности; i – номер турбины; j – номер котла.

4. Уравнение оптимизации формируется с учетом намеченной логической схемы сочетаний турбин, котлов, тепловой схемы станции. Обозначим эти варианты как R ($R_1, R_2 \dots$). Для заданных мощности и величин теплофикационного и промышленных отборов изменение R вызовет изменение расхода топлива по (7.28). Тогда уравнение оптимизации можно записать в виде

$$F(R) \Rightarrow \min . \quad (7.32)$$

Оптимизация по (7.32) выполняется в следующем порядке. Задаются последовательно различные значения мощности и теплоты отборов. Для каждого из них варьируется R , и находится наиболее выгодное распределение нагрузки станции. По результатам таких расчетов строится расходная энергетическая характеристика ТЭС.

Число вариантов состояний для ТЭС велико, и поэтому строится библиотека характеристик (табл. 7.7). В библиотеку включаются не все возможные варианты характеристик, а только реальные для использования. Характеристики приходится обновлять при старении агрегатов и реконструкции станции, что требует периодических уточнений библиотеки. Ясно, что эти трудоем-

Таблица 7.7. Данные о библиотеках характеристик ТЭС

Наименование энергосистемы	Количество станций		Число станций с двумя видами топлива	Число характеристик	
	КЭС	ТЭС		всего	в библиотеке
Мосэнерго	3	7	5	1600	80–300
ОЭС	7	23	10	1763	40–200
ОЭС Юга	12	—	2	500	30–100
Донбассэнерго	6	—	1	260	20–73

кие расчеты построения характеристик ведутся на ЭВМ. Непросто и выбрать нужную характеристику из библиотеки при расчетах режимов станции. Эта задача рассмотрена в § 8.6.

7.8. Среднеинтервальные характеристики

Среднеинтервальные характеристики отражают особенности краткосрочных режимов электростанций внутри расчетных интервалов времени (часовых, суточных). Они позволяют учитывать влияние краткосрочных режимов на долгосрочные (месячные, годовые).

При построении среднеинтервальных характеристик считаются заданными характерные суточные графики нагрузок системы, и для них осуществляется суточная оптимизация режима системы (см. гл. 6). Для оптимального суточного режима системы определяются среднесуточные расходы энергоресурса станций и в результате серии таких расчетов – среднесуточные расходные характеристики электростанций.

Для смешанной энергосистемы расчеты режима выполняются для различных заданных на ГЭС ограничениях по используемому стоку, см. условие (6.13). В результате можно получить характеристики $\bar{B}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$, $\bar{Q}(\bar{P}_{\text{ГЭС}})$, т. е. среднесуточные характеристики ТЭС и ГЭС. Черта сверху означает, что берутся средние за сутки значения расхода энергоресурса и мощностей. Дифференцируя среднесуточные расходные характеристики, получают характеристики относительных приростов $\bar{b}(\bar{P}_{\text{ТЭС}})$, $\bar{q}(\bar{P}_{\text{ГЭС}})$.

Среднеинтервальные характеристики используются при расчетах долгосрочных режимов энергосистем, например при оптимизации режимов водохранилища ГЭС, или при расчетах годовых балансов выработки электроэнергии станциями системы. Используются они также для составления годовых графиков капитальных ремонтов и в других задачах, которые решаются на месячных интервалах времени.

7.9. Статистические характеристики

Используя статистическую информацию, которая накапливается при эксплуатации энергетических систем, можно построить разнообразные характеристики. Методика обработки статистической информации исходит из концепции ее вероятностного и неопределенного характера и базируется на использовании методов статистического анализа.

Регрессионный анализ. Регрессионный анализ предполагает выбор независимых переменных, существенно влияющих на определенную величину, определение вида и параметров уравнения регрессии, оценивание полученной зависимости с позиции ее достоверности.

Применяются различные методы регрессионного анализа. Однофакторные методы позволяют найти статистическую связь одного показателя с другим. Эти методы не отражают взаимного влияния различных факторов и дают хорошие результаты для сравнительно простых явлений. Многофакторные методы дают связь одного показателя с группой других. Они позволяют учитывать влияние каждого фактора в их совместном влиянии на исследуемую функцию. Если число влияющих факторов велико, то можно оценивать только их совместное влияние, используя методы факторного анализа.

Наибольшее распространение для построения характеристик электростанций получили методы однофакторного и многофакторного анализа. Такие расчеты выполняются на ЭВМ с использованием стандартных программных комплексов.

Пусть анализируются связь Y и множества показателей $X (x_1, x_2 \dots)$. Обычно при анализе решаются три статистические задачи.

1. Рассчитываются числовые характеристики статистических рядов данных Y и X : математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратическое отклонение и др. При этом необходимо знать или априорно задать закон распределения случайной величины. Часто исходят из предположения о нормальном законе распределения.

2. Подбирается вид аппроксимирующей функции, наиболее качественно отражающей связь Y и всех рассматриваемых x . Для этого вначале выполняются расчеты по оценке влияния каждого из показателей x на Y в отдельности. Влияние оценивается частными коэффициентами корреляции, и по ним отбираются значимые $x^* \in x$. Затем рассчитывается множественный коэффициент корреляции, который отражает влияние всех x^* на выбранную функцию аппроксимации.

Эти расчеты выполняются вариантно для различных функциональных связей между Y и X , причем x^* также варьируются. Тем самым отбираются наиболее существенные показатели, влияющие на функцию определенного вида. Каждая аппроксимирующая функция оценивается, и выбирается наилучшая.

Для расчетов используются следующие формулы, которые приведены для рядов измерений X, Y, Z с числом точек i .

Простой коэффициент корреляции для X и Y

$$r_{xy} = \frac{\sum_i (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_i (x_i - \bar{x})^2 \sum_i (y_i - \bar{y})^2}}$$

Частный коэффициент корреляции

$$r_{xy \cdot z} = \frac{r_{xy} - r_{xz} r_{yz}}{\sqrt{(1 - r_{xz}^2)(1 - r_{yz}^2)}}$$

Буквы перед точкой указывают, между какими признаками изучается зависимость, а буква после точки — влияние какого признака исключается. Циклической перестановкой символов можно получить простые и частные коэффициенты $r_{xz} r_{yz} r_{xy}$.

Для множественной линейной корреляции можно применять соотношение

$$B_{x \cdot yz} = \frac{r_{xy}^2 + r_{xz}^2 - 2 r_{xy} r_{xz} r_{yz}}{1 - r_{yz}^2}.$$

Здесь \bar{X}, \bar{Y} — среднеарифметические X и Y .

Большое распространение имеют линейные регрессионные модели вида

$$Y = \beta_0 z_0 + \beta_1 z_1 + \dots + \beta_p z_p + \varepsilon, \quad (7.33)$$

где $Z (z_0, z_1, \dots)$ — некоторая функция X , которая может иметь любой вид; ε — случайная величина; β_0, β_1, \dots — постоянные коэффициенты. Величины Z могут включать одну или несколько переменных X , и связи между ними могут быть нелинейными. Модель линейна, если коэффициенты входят в (7.33) линейно.

3. Производится числовая оценка полученного уравнения регрессии. Для этого в уравнение регрессии подставляют значения X и рассчитываются Y . Отличие расчетных и фактических Y позволяет оценить точность аппроксимирующей функции и ее приемлемость для практических расчетов.

Оценивание моделей. Одним из основных методов оценивания моделей является метод наименьших квадратов (МНК). Рассмотрим его на простейшем примере в терминах наших задач.

Пусть имеется ряд значений мощностей и расхода топлива ТЭС в виде пар точек $\{B_p, P_i\}$. Исследователь постулирует связь вида $B_i (P_i)$ и ее конкретную форму. Зададимся двумя формами связи — линейной и квадратичной:

$$B_M = a + b P; \quad (7.34)$$

$$B_M = c + d P + e P^2. \quad (7.35)$$

С использованием МНК требуется оценить каждую из заданных связей и выбрать наилучшую. МНК позволяет подобрать постоянные в (7.34) и (7.35) так, чтобы функция проходила ближе всего к фактическим точкам $\{B_p, P_i\}$.

Для линейной связи (рис. 7.18) через область, в которой расположены точки, можно провести множество прямых, одна из которых показана на рисунке. От нее имеются отклонения фактических точек. Допустим, что исследуется (7.34), тогда

$$\Delta B_i = B_i - B_{iM} = B_i - (a + b P_i).$$

Можно найти такую прямую, для которой сумма квадратов отклонений будет минимальной, т. е.

$$\sum_i \Delta B_i^2 \Rightarrow \min. \quad (7.36)$$

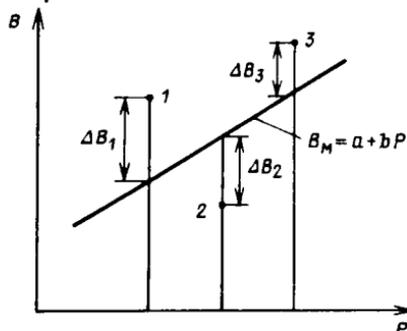


Рис. 7.18. Иллюстрация к методу наименьших квадратов

Величины ΔB_i возводятся в квадрат, чтобы исключить влияние знака (плюса или минуса). Чтобы минимизировать выражение (7.36), надо получить частные производные по a и b , приравнять их нулю и решить систему полученных уравнений. При этом и определяются коэффициенты a и b .

Аналогично подбирается и альтернативная зависимость (7.35). Затем полученные зависимости оцениваются, и выбирается лучшая.

Статистический анализ требует трудоемких расчетов, и поэтому построение статистических характеристик станций и энергосистем может выполняться только на ЭВМ. При наличии в АСУ статистической информации можно систематически получать и корректировать характеристики.

Требования к статистической информации. Информация должна отражать характерные условия: сезоны, вид топлива, располагаемую мощность станции и пр. Характерные условия определяются заранее на основе предварительного анализа. Кроме того, требуется подтверждение, что данные прошлого могут быть использованы в расчетах на будущее. Если состояние или режимы системы в будущем существенно изменятся (например, будет введена новая станция), то требуется специальное подтверждение возможности использования статистических характеристик.

Статистические расходные характеристики гидростанций. Статистические характеристики ГЭС, построенные на основе данных о среднесуточных расходах $\bar{Q}_{ГЭС}$, мощностях $\bar{P}_{ГЭС}$ и напорах \bar{H} , уже давно находят широкое применение в практике. Они используются при определении мощности и выработки электроэнергии, при составлении графиков сработки и заполнения водохранилища и др. Построенные по среднесуточной информации, они отражают состав и режимы агрегатов, колебания бьефов, изменение реактивной мощности станции, засорение сороудерживающих решеток и многие другие факторы. Все эти факторы учитываются в статистической характеристике в среднем. Конечно, статистические и мгновенные характеристики не совпадают. В среднем они отличаются на 5–10% по расходу воды.

Хорошую точность дают полиномы второй-третьей степени вида

$$\bar{Q}(\bar{P}, \bar{H}) = \sum_i \sum_j a_{ij} \bar{P}^i \bar{H}^j, \quad (7.37)$$

где a_{ij} – коэффициенты полинома.

Статистические характеристики ГЭС строятся для характерных гидрологических сезонов (межень, паводок) и для характерных условий работы энергосистемы (зима, весна, лето, осень).

Статистические расходные характеристики ТЭС. Для ТЭС статистические характеристики отражают разнообразие состава

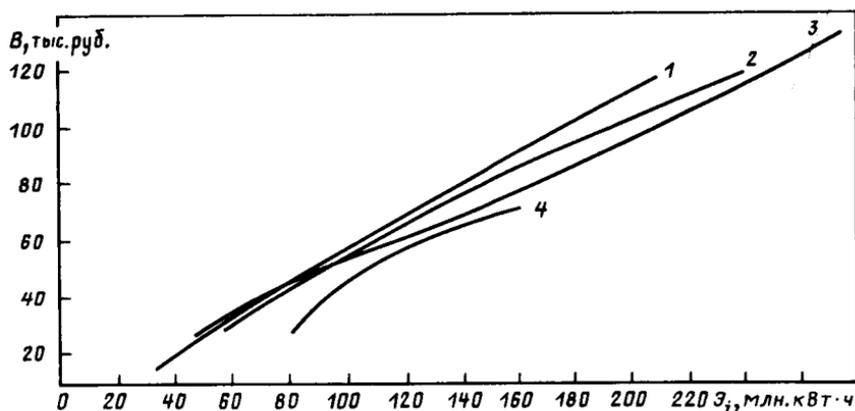


Рис. 7.19. Статистические характеристики зависимости расхода топлива ТЭС от выработки электрической энергии:

$$1 - B = 5,0429 + 0,5974 \text{ Э}; 2 - B = 8,5578 + 6,6904 \text{ Э} - 0,00065 \text{ Э}^2; 3 - B = 9,0824 + 0,3834 \text{ Э} + 0,00025 \text{ Э}^2; 4 - B = 28,3538 + 0,9421 \text{ Э} - 0,00197 \text{ Э}^2$$

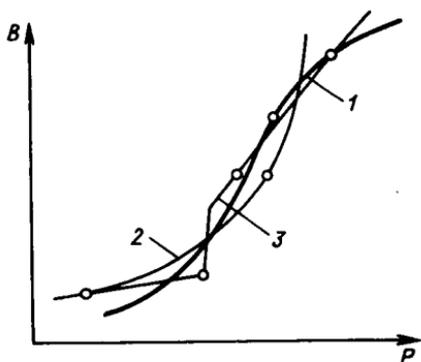
вов и режимов агрегатов, изменчивость электрических и тепловых нагрузок, качество топлива и пр. Чаще всего используются характеристики вида $\bar{B}(P)$ и $\bar{B}(Q_{\text{ТЭС}})$, построенные по среднемесячным данным. Среднемесячные расходы топлива ТЭС \bar{B} могут представляться и как расход топлива на электрическую и тепловую энергию в отдельности (\bar{B}_e и \bar{B}_t). Иногда среднемесячная мощность P представляется своим тепловым эквивалентом. Выбрав правильно координаты, можно повысить точность характеристики станции. Обычно характеристики строятся для отопительного и неотопительного сезонов – это характерные условия. На рис. 7.19 приведены примеры характеристик.

7.10. Получение энергетических характеристик в АСУ ТП электростанций

Статистические характеристики можно получать по данным текущей эксплуатации в АСУ ТП электростанций. Характеристики агрегатов и электростанций зависят от большого числа технологических параметров. Например, для газомазутного блока ТЭС в АСУ ТП контролируется примерно 150 параметров, причем все они влияют на расход топлива и мощность блока. Замеренные параметры используются для регулирования определенных теплотехнических, электрических и механических

Рис. 7.20. Аппроксимация энергетических характеристик при различной форме связи параметров:

1 – нелинейная функция; 2 – выпуклая; 3 – кусочно-линейная; О – экспериментальные точки



процессов, но они также могут использоваться для построения фактической энергетической характеристики.

Обычно для энергетических характеристик учитываются не все измеряемые параметры, а только 5–10 параметров, которые являются главными для определения текущего расхода топлива. В числе главных факторов – содержание воздуха в уходящих газах и их температура, температура питательной воды, потери тепла с механическим недожогом топлива и др. Измеренные величины влияющих факторов и являются аргументами неизвестной функции расхода топлива.

В АСУ ТП могут решаться задачи получения новых характеристик и уточнения существующих. При получении новых характеристик осуществляется полный регрессионный анализ данных уже рассмотренным путем (см. § 7.9). При уточнении характеристик решается более узкая задача, в которой вид аппроксимирующей функции уже известен и уточняются ее постоянные в темпе процесса. К информации для уточнения характеристик предъявляются определенные требования по скорости ее получения и по точности.

Вид аппроксимирующей функции периодически исследуется, причем форма кривой должна быть согласована с используемыми оптимизационными методами. Часто считается, что кривая должна быть выпуклая для использования методов выпуклого программирования, или считают, что она должна иметь "правдоподобный" вид, известный заранее, и т. д. На рис. 7.20 показан условный пример того, как, пользуясь разными гипотезами, можно получить характеристики различного вида по одним и тем же экспериментальным точкам.

Обработка результатов испытаний. Будем рассматривать пример построения характеристики блока ТЭС. Энергетические ха-

рактические получают на основе экспериментов. Принято различать два вида эксперимента – пассивный и активный.

В активном эксперименте энергетический блок выводится на некоторый заранее заданный режим и в этом режиме он выдерживается достаточно длительное время, чтобы исключить переходные тепломеханические процессы. Затем по возможности одновременно производится замер всех контролируемых параметров. Наибольшую трудность представляет замер пылевидного топлива. После серии замеров, проводимых так, чтобы отсеять случайные сбои и ненадежные результаты, энергоблок переводится в другой режим, и замеры повторяются. После окончания всех испытаний производится обработка их результатов. Если некоторые из контролируемых параметров во время испытаний отличались от своих нормальных значений, то вводятся специальные поправки к расходу топлива или к активной мощности агрегата.

Активный эксперимент является трудоемким и дорогим процессом. Применение его на всех агрегатах энергосистемы исключено. Чаще удовлетворяются исследованием головных образцов оборудования. Характеристики остальных агрегатов принимают такими же, как и на головных агрегатах, или используют так называемые типовые характеристики, т. е. характеристики, полученные с завода-изготовителя оборудования. Несмотря на сложность и дороговизну испытаний, активный эксперимент не дает гарантии в точности, так как искусственные условия эксперимента (искусственная стабильность его режима при испытаниях) могут сильно отличаться от реальных условий эксплуатации, где возможны частые колебания нагрузки. Активный эксперимент может проводиться на любой электростанции, в том числе и на той, где нет вычислительной машины. Разумное использование вычислительной машины, работающей в режиме централизованного контроля, может существенно облегчить эксперимент.

Пассивный эксперимент заключается в том, что характеристика агрегата вычисляется непосредственно в реальных условиях эксплуатации станции, причем к режиму агрегата во время испытаний не предъявляется особых требований. Пассивный эксперимент можно проводить только на электростанциях, оснащенных вычислительной машиной.

Организацию пассивного эксперимента рассмотрим на примере энергоблока, работающего на газе или мазуте. Здесь проще

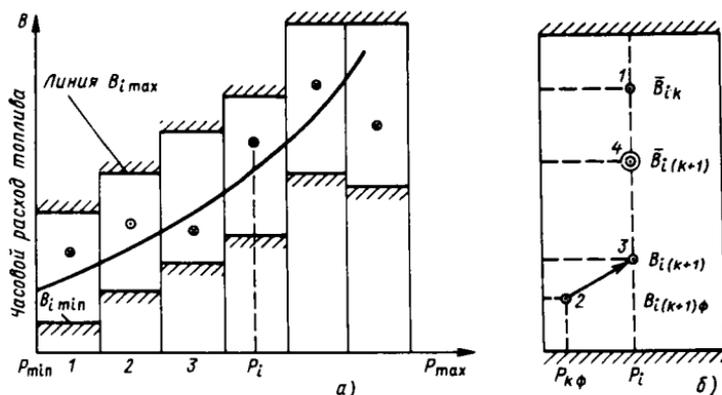


Рис. 7.21. Хранение осредненных точек при аппроксимации характеристики агрегата в АСУ ТП

определить расход топлива. Будем считать, что каждый энергоблок оборудован необходимым числом датчиков, измеряющих параметры режима энергоустановки. Число таких датчиков может составлять 100–200 и более на один блок. Информация вводится в память ЭВМ с периодичностью замеров 15 с, но для устранения динамических процессов данные осредняются на интервале 15 мин и большем. Проверяется достоверность измерений.

Вычисление расхода топлива. По некоторым показаниям датчиков вычисляются пары точек $\{B_i, P_i\}$ – расход топлива и электрическая мощность агрегата. Особое значение имеет организация хранения полученных точек в памяти ЭВМ. Бессмысленно пытаться сохранить все вычисленные точки, поэтому хранятся их осредненные значения. Чтобы при осреднении не получить большую погрешность, осреднение производится внутри заданной зоны изменения параметра (рис. 7.21). Для этого весь рабочий диапазон мощностей разбит на ряд интервалов-клеток. Внутри каждого интервала хранится только одно значение точки расходной характеристики. Каждый раз при новом измерении проверяется его допустимость. Если новый расход, вычисленный по данным измерений, лежит в пределах $B_{i \max}$, $B_{i \min}$, то эту точку можно добавить к имеющимся результатам (точка 1). Новый расход топлива (точка 4)

$$\bar{B}_{i(k+1)} = \frac{a_1 k B_{ik} + a_2 B_{i(k+1)}}{k+1}, \quad (7.38)$$

где a_1 и a_2 – коэффициенты (весовые множители), причем $a_2 > a_1$, что увеличивает значимость более позднего наблюдения; k – номер измерения; \bar{B} – расход топлива на данном шаге (чертой сверху отмечена осредненная величина).

Перед осреднением фактический расход топлива (точка 2) приводится линейной интерполяцией к мощности середины интервала (точка 3), т. е.

$$B_{i(k+1)} = B_{\Phi i(k+1)} \frac{P_i}{P_{\Phi i(k+1)}} . \quad (7.39)$$

Это и позволяет хранить внутри клетки только одну точку (рис. 7.21,б).

Аппроксимация характеристики. После достаточно продолжительного эксперимента будет накоплен ряд точек $\{\bar{B}_i, \bar{P}_i\}$ (показаны на рис. 7.21,а), и нужно через них провести плавную кривую. Например, если зависимость расхода топлива от мощности задана полиномом второй степени

$$B_i = a_i + B_i P_i + c P_i^2 , \quad (7.40)$$

то для него периодически подбираются новые коэффициенты a, b, c .

Хранение характеристик в памяти ЭВМ. В памяти ЭВМ достаточно хранить только один вид характеристики, например дифференциальную. Энергетическая расходная характеристика может быть рассчитана.

Хранятся характеристики по-разному. Можно хранить таблицы мощностей характеристики, соответствующие заданному значению относительного прироста, изменяющегося с постоянным шагом Δb . В этом случае на хранение характеристики одного агрегата необходимо определенное количество ячеек памяти:

$$k = \frac{b_{max} - b_{min}}{\Delta b} + k_1 ,$$

где b_{max}, b_{min} – диапазон изменения b ; k_1 – постоянная, равная 4–8.

Возможно хранение аппроксимирующего полинома. Так, для характеристики вида (7.40) нужны три ячейки для хранения коэффициентов.

7.11. Эквивалентные характеристики с учетом потерь мощности

В простейших случаях можно получить эквивалентные энергетические характеристики с учетом потерь мощности на станции и в сети. В характеристики относительных приростов можно внести поправки на потери в сети, имея зависимость $\sigma(P)$. Для этого относительные приросты при всех значениях мощностей умножаются на

$$k = \frac{1}{1 - \sigma} . \quad (7.41)$$

Характеристики относительных приростов при учете k смещаются (рис. 7.22). Величину σ можно определить для концентрированных энергосистем, для однородных сетей и в некоторых других случаях.

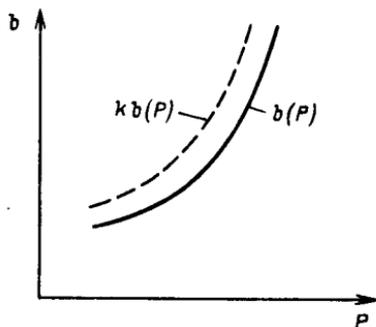


Рис. 7.22. Характеристика станции с учетом потерь активной мощности в сети

Смещение характеристики происходит и при учете потребления электроэнергии на собственные нужды (СН) станции. Оно составляет 5–10% электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС, и десятые–сотые доли процента для ГЭС. При изменении режима станции меняется лишь небольшая часть общего потребления на СН, еще меньше оно зависит от режима агрегата. При необходимости можно учитывать режим крупных электродвигателей СН, причем на характеристике при этом появятся скачки.

Если величины поправок по (7.41) малы, то характеристики агрегатов и станции строятся без учета потребления электроэнергии на СН. Для ГЭС обычно потребление на СН в характеристиках не учитывается.

Вопросы для самопроверки

1. Какие абсолютные, относительные и дифференциальные показатели используются для энергетических характеристик агрегатов?

2. Какими показателями характеризуются маневренные свойства агрегатов?

3. Что такое эквивалентные характеристики электростанций? Какая разница между мгновенными, интегральными и статистическими эквивалентными характеристиками станций?

4. В чем простота методики построения энергетических характеристик станции для одинаковых агрегатов?

5. Каким методом могут быть построены энергетические характеристики для случая различных агрегатов?

6. Каковы правила построения суммарной характеристики относительных приростов для группы работающих агрегатов или станций?

7. Покажите, какие виды разрывов непрерывности могут быть на характеристиках относительных приростов станций и как они устраняются?

8. Каковы принципы построения эквивалентных энергетических характеристик ТЭС с поперечными связями по теплу?

9. На основе какой информации и как строятся статистические характеристики агрегатов и станций?

10. Какими методами строятся статистические характеристики в АСУ ТП электростанций?

Глава восьмая

ВЫБОР СОСТАВА АГРЕГАТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

8.1. Характеристика задачи

Состав работающих агрегатов в значительной мере предопределяет экономичность и надежность системы.

Неравномерность графиков нагрузки системы делает целесообразным, а иногда и необходимым, периодические остановки агрегатов при снижении нагрузки и включения при увеличении.

Включение в работу определенных агрегатов влияет на величину и размещение резервов системы, на режим электрической сети, на перетоки по межсистемным линиям электропередачи, на расход топлива системы и др. Поэтому задача относится к числу важнейших.

В общем случае для системы, включающей m гидростанций и k тепловых станций, задача заключается в том, чтобы опре-

делить для каждого расчетного интервала времени общего периода оптимизации T состав агрегатов, моменты пуска и остановки агрегатов, распределение нагрузки между ними, обеспечивающее минимум эксплуатационных затрат и выполнение всех ограничений по надежности. На решение задачи влияют энергетические характеристики и пусковые расходы агрегатов, вид, сорт и стоимость топлива на ТЭС, ограничения по стоку на ГЭС, потери мощности, ограничения в электрических сетях, ограничения на комбинации работающих агрегатов и ряд других.

Такая задача является нелинейной, целочисленной и многоэкстремальной. Кроме того, она имеет очень высокую размерность. Если на станциях системы имеется n агрегатов и каждый из них может быть либо включен, либо отключен, то все множество вариантов для работы с любой мощностью составит 2^n . Чтобы получить решение, приходится сравнивать много возможных вариантов, причем при сравнении распределение нагрузки между агрегатами должно быть оптимальным.

Если методы и алгоритмы наивыгоднейшего распределения нагрузки хорошо разработаны (см. гл. 6), то выбор состава агрегатов пока еще производится приближенно. Объясняется это тем, что для решения таких задач регулярный математический аппарат не подходит.

Нельзя состав агрегатов выбирать непосредственно с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа, так как изменение числа работающих агрегатов является дискретным и характеристики станции при этом меняются скачком. Можно использовать метод динамического программирования, но только для числа агрегатов в системе не больше 20–30. Есть и другие методы, но все они не пригодны для общего случая. Основная трудность расчетов заключается в том, что нет достаточно общих методов для организации вариантного анализа различных составов. Все существующие методические приемы являются приближенными.

Декомпозиция задачи. Выделяются два уровня. Первый уровень – системный. Применяя приближенные и зачастую достаточно грубые способы, намечают составы включенных агрегатов на электростанциях и строят эквивалентные характеристики станций и энергосистем. Производится распределение нагрузки на всех уровнях, кроме станционного, с использованием этих характеристик. Результатом являются графики нагрузок отдельных энергосистем и электростанций.

Второй уровень – станционный. Выбираются оптимальный состав и режим агрегатов станций при условии работы их по заданному графику нагрузки, т. е. решается задача внутристанционной оптимизации.

Между указанными уровнями в большинстве случаев отсутствует обратная связь. На первом уровне состав агрегатов является заведомо неоптимальным, и, следовательно, графики нагрузок станций не являются наиболее выгодными. Теоретически следует решать эту задачу итеративно. Составы, найденные при внутристанционной оптимизации, следует принять за исходные для повторных расчетов эквивалентных характеристик и найти уточненные графики нагрузки и т. д. Однако связать в единое вычислительное целое наиболее выгодное распределение нагрузки на всех уровнях, построение эквивалентных характеристик и выбор состава работающих агрегатов пока не удается. Здесь много организационных, алгоритмических и вычислительных трудностей. Поэтому итеративные циклы обычно не используются. Чтобы при этом исключались существенные ошибки, должна производиться коррекция графиков нагрузок станций, а на станциях – состава агрегатов.

• **Учет реактивной мощности при выборе состава.** В общем случае выбор состава агрегатов должен производиться на основе комплексного рассмотрения балансов активных и реактивных мощностей системы. Действительно, состав включенных агрегатов, с одной стороны, определяется активными мощностями потребителей и регулированием ее частоты, а с другой – реактивными мощностями потребителей и регулированием напряжения в энергетической системе. Однако в комплексной постановке эта задача решается очень редко. Причин здесь несколько. На уровне энергетической системы графики реактивной нагрузки чаще всего не прогнозируются, а балансы реактивных мощностей необходимо составлять для локальных частей системы, поскольку, как известно, транспортировать реактивную мощность невыгодно. На практике эти балансы составляются только для характерных случаев несколько раз в году. Баланс активной мощности, наоборот, составляется для всей энергосистемы, причем ежедневно. Это различие создает алгоритмические и вычислительные трудности решения задачи. Наконец, одна из главных причин та, что реактивная мощность агрегатов влияет на расход топлива системы существенно меньше, чем активная. Поэтому чаще всего на стадии составления оперативного плана

состав агрегатов выбирается только исходя из балансов активных мощностей и условий регулирования частоты системы. Затем найденное решение корректируется в темпе процесса. Если же при этом нарушаются условия регулирования напряжения, то в темпе процесса к работающим подключаются дополнительные агрегаты.

Резерв реактивной мощности распределяется в энергетической системе по соображениям обеспечения локальных балансов реактивной мощности.

Выбор состава агрегатов в энергосистеме. Комплексная задача выбора состава работающих агрегатов на станциях системы декомпозируется на ряд частных взаимосвязанных подзадач. В каждой подзадаче решаются итеративно или совместно вопросы о составе агрегатов и о наиболее выгодном распределении нагрузок.

Различным уровням управления подчиняются определенные электростанции. Есть станции, подчиняющиеся оперативно непосредственно ЦДУ или ОДУ, есть станции, подчиняющиеся районным энергосистемам. Режим использования станций, подчиняющихся ЦДУ или ОДУ, может определяться в первую очередь их системной важностью. Например, в ведении ЦДУ находятся атомные станции. Они используются в базовом режиме, без регулирования или с небольшим регулированием мощности. В подчинении ЦДУ или ОДУ находятся крупные ГЭС, имеющие решающее значение в регулировании мощности и частоты. Режим ГЭС может диктоваться также водными ресурсами. Для блочных ТЭС режим использования мощности органичивается допустимыми скоростями изменения мощности. Для подобных случаев графики нагрузки станций определяются почти однозначно, поэтому они задаются системой.

Следовательно, на части станций состав агрегатов является вынужденным. На других станциях решается оптимизационная задача выбора состава агрегатов, когда рассматриваются их комбинации, но число таких станций меньше, чем имеет система. Это снижает размерность задачи.

Использование при распределении нагрузки в системе характеристик относительных приростов, которые не соответствуют действительному составу агрегатов, приводит к необходимости последующей корректировки состава. Обычно корректируется состав только на станциях, участвующих в оперативном регулировании мощности системы. Для них смена состава агрегатов —

это почти повседневная задача. Если включаться и отключаться будут случайные, а не оптимальные агрегаты, то это приведет к потерям топлива. Но уточнения состава агрегатов выполняются в основном на станционном уровне.

Пусковые расходы. Пусковые расходы включают не только расход энергоресурса, но также и другие составляющие эксплуатационных расходов (см. § 7.2). Дополнительные расходы, связанные с отключениями и последующими включениями агрегатов, называют пусковыми.

Остановить работающий агрегат выгодно, если суммарная экономия его останова за время простоя агрегата больше издержек на последующий пуск этого же или другого агрегата.

Определить пусковые расходы как комплексный показатель состояния агрегатов, учитывающий расход энергоресурса, снижение надежности, дополнительную загрузку эксплуатационного персонала и другое, очень трудно, и поэтому обычно их приравнивают расходу энергоресурса на пуск и останов агрегата. Другие компоненты пусковых расходов либо не учитываются, либо учитываются эмпирически – постоянным множителем или константами.

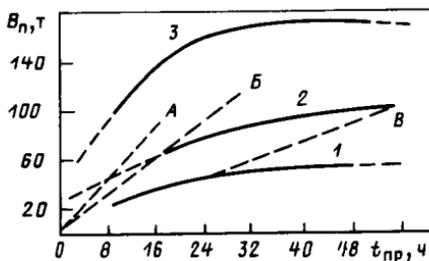
Сравнительно невелики пусковые расходы на ГЭС. Гидроагрегаты пускаются быстро, за 1–3 мин, и пусковые расходы принимаются равными:

$$Q_{\text{пуск}} = \frac{Q_{\text{max}} t_{\text{пуск}}}{2 + 3},$$

где Q_{max} – максимальный расход гидроагрегата; $t_{\text{пуск}}$ – продолжительность пуска. Для блоков ТЭС пусковые расходы имеют вид функции на рис. 7.10. Они часто нелинейны, и отсюда следует, что величина пусковых расходов нелинейно зависит от простоя агрегата.

Рис. 8.1. Зависимость пускового расхода условного топлива от времени простоя:

1 – блок 150 МВт; 2 – блок 200 МВт; 3 – 300 МВт; А, Б, В – спрямленные зависимости для времени простоя 8, 18, 56 ч



Если известен режим агрегата на рассматриваемом отрезке времени, известно, когда он включается и отключается, то можно определить и пусковые расходы для этого агрегата. Однако в задаче выбора состава работающих агрегатов заранее неизвестно, когда и какие агрегаты работают, сколько они простаивают, и это приводит к необходимости выполнять расчеты итеративно.

Сначала выбирают состав работающего оборудования для заданного графика нагрузки без учета пусковых расходов. Эти расчеты позволяют предварительно оценить пусковые расходы каждого агрегата. Учет пусковых расходов меняет картину, и может оказаться, что выбран не наилучший вариант состава. Внося поправки на пусковые расходы в характеристики агрегатов, можно найти новый состав. Такие итеративные расчеты повторяются до получения устойчивых оценок по топливу всей станции. При линейной характеристике пусковых расходов (A , B , V на рис. 8.1) итеративная схема не очень сложна, при нелинейной алгоритмы громоздки и позволяют получить только упрощенное решение.

В задаче выбора состава работающих агрегатов учет пусковых расходов проводится, как правило, при внутристанционной оптимизации.

8.2. Внутристанционная оптимизация режимов

Внутристанционная оптимизация режимов позволяет получить экономию ресурса (топлива либо воды) за счет выбора состава, а также реактивных и активных мощностей агрегатов. Предполагается при этом, что станция работает с нагрузками, которые заданы энергосистемой, и выполняются все заданные ограничения.

Внутристанционные задачи особенно актуальны на стадии оперативного планирования и управления режимами станций. Вначале на стадии оперативного планирования составляется план использования агрегатов. План составляется по прогнозной информации и позволяет оперативному персоналу наметить мероприятия по рациональному управлению станцией на период, чаще всего на сутки. На второй стадии ведется управление в темпе производства. Если прогнозная и текущая информации совпадают, то реализуется плановая стратегия управления. Если совпадения нет, то производится коррекция плана.

Обе стадии составляют главное звено обеспечения надежности и экономичности работы системы. Действительно, при этом непосредственно решаются вопросы участия станций в покрытии активных нагрузок потребителей, в регулировании частоты и напряжения, обеспечивается надежность схемы электрических соединений, надежность работы агрегатов и многое другое. Поэтому задачи внутростанционной оптимизации характеризуются разнообразием и большим количеством системных и станционных ограничений. При оптимизации режимов системы множество станционных ограничений опускается, при внутростанционной оптимизации требуются их детальный анализ и учет.

Другой особенностью внутростанционных задач является то, что большая часть процессов управления режимами станций автоматизирована, и поэтому решение должно производиться с учетом возможностей его реализации средствами автоматики. Как бы полно ни была составлена математическая модель, решение потеряет смысл, если оно не учитывает возможности диспетчерских средств управления и логику автоматических устройств.

В общем виде математическая модель включает:

1) уравнение цели
для ТЭС

$$V = \sum_t B_t \Delta \tau_t \Rightarrow \min; \quad (8.1)$$

для ГЭС

$$W = \sum_t Q_t \Delta \tau_t \Rightarrow \min; \quad (8.2)$$

2) уравнения связи. Это расходные характеристики агрегатов $B_i(P_i)$ либо $Q_i(P_i)$, где i – номер агрегата;

3) уравнения ограничений, которые включают:

а) балансовое уравнение мощности

$$P_t = \sum_i P_{it}; \quad (8.3)$$

б) ограничения по активным и полным мощностям агрегатов;

в) ограничения по числу работающих агрегатов

$$Z_t \geq Z_{\min t}; \quad (8.4)$$

г) ограничения на комбинации включенных агрегатов;

д) ограничения по возможности реализации решений, определяемые устройствами режимной автоматики;

е) ограничения по времени обязательной работы агрегатов и простоя перед пуском.

Ограничения определяются схемой электрических соединений станции, противоаварийной автоматикой, компоновкой сооружений ГЭС и пр.

В этих уравнениях V_t , Q_t – расходы топлива и воды на интервале t , которые включают и пусковые расходы; P_t – заданная активная нагрузка станции; P_{it} – активные мощности агрегатов i на интервале t .

Большой прогресс в решении внутростанционных задач обеспечивается в условиях АСУ ТП электростанций. Без вычислительной техники решить достаточно корректно задачу в приведенной постановке невозможно. Если решает ее диспетчер, имея в своем распоряжении лишь диаграммы режимов, инструкции, то он в основном полагается на свой опыт. ЭВМ позволяет диспетчеру использовать алгоритмы и программы.

8.3. Выбор состава агрегатов в тепловой энергосистеме

Задачу оптимизации состава агрегатов можно решать как задачу отключения каких-то агрегатов из состава работающих либо подключения дополнительных к работающим. В этом случае не требуется определять полный состав включенных агрегатов, а достаточно определять только очередность подключения (отключения) части агрегатов, что существенно снижает размерность задачи и позволяет получить достаточно рациональные алгоритмы.

Так ставится задача чаще всего в условиях оперативного управления системой для станций, регулирующих нагрузку. При этом не может возникнуть вопрос о полной смене состава работающих агрегатов, даже если это сулит определенную экономию. Множество других аспектов полностью отвергает такой подход. Такая постановка применяется при планировании для ТЭЦ, имеющих сложную тепловую схему, ввиду чрезвычайной сложности задачи выбора состава ее агрегатов и для КЭС ввиду того, что котельное и турбинное оборудование тепловых электростанций имеет большие пусковые расходы, поэтому задача состава агрегатов решается при допущении о заведомой нецелесообразности "лишних" пусков и остановов турбин и котлов ТЭС.

Задача отключения (подключения) агрегатов в принципе может решаться и полным перебором, но достаточно удобно ее решать с использованием специального критерия выгоды отключения.

Критерий выгоды отключения. Критерий основан на сравнении удельного расхода топлива агрегата с относительным приростом расхода топлива системы и позволяет выбирать рациональную очередность пуска (останова) агрегатов без определения суммарной экономии топлива в системе.

Пусть нагрузка систем P распределена наивыгоднейшим образом между агрегатами, при этом относительные приросты системы и агрегатов равны b_c . Отключим j -й агрегат, который работал с мощностью P_j и расходом топлива B_j . Допустим, что мощность агрегата мала по сравнению с мощностью системы и при отключении агрегата относительный прирост b_c не изменится. Тогда оставшиеся в работе агрегаты загрузятся дополнительно на P_j и расход топлива на них возрастет на

$$\Delta B_c = b_c P_j .$$

Если $\Delta B_c \leq B_j$, то отключение j -го агрегата выгодно. Граница выгоды $b_c P_j = B_j$. Разделим обе части на P_j и, поскольку удельный расход топлива $b_{уд} = B_j / P_j$, агрегат выгодно отключать, если его удельный расход топлива больше или равен относительному приросту системы, т. е.

$$b_{удj} \geq b_c . \tag{8.5}$$

Стратегия останова (пуска) агрегатов по критерию выгоды следующая. На расходной характеристике агрегата легко найти мощность, при которой выполняется условие (8.5) (рис. 8.2). Для этого проведем касательную из начала координат к расходной характеристике. В этой точке $b_c = b_{уд}$.

По определению производной $\operatorname{tg} \alpha = \Delta B / \Delta P = b_c$, т. е. тангенс угла касательной равен относительному приросту b_c . В той же точке $\operatorname{tg} \alpha$ равен удельному расходу топлива, т. е. $\operatorname{tg} \alpha = B_0 / P_0 = b_{уд}$.

Выбирая на характеристике точки справа и слева от a , можно увидеть, что на участке мощностей $0 - P_0$ будет $b_{уд} > b_c$, а при мощностях от P_0 до P_{max} будет $b_{уд} \leq b_c$. Таким образом, критерий (8.5) выполняется при мощностях $P \leq P_0$. Отсюда следует, что если мощность агрегата снижается до значения $P \leq P_0$, то целесообразно этот агрегат отключать. Граничная мощность P_0 называется экономической мощностью агрегата.

Руководствуясь этим положением, легко наметить стратегию отключения и подключения агрегатов при известной нагрузке системы. Например, на рис. 8.3 показан пример управления тремя агрегатами. Пусть система имела вначале нагрузку

Рис. 8.2. К определению экономической мощности агрегата

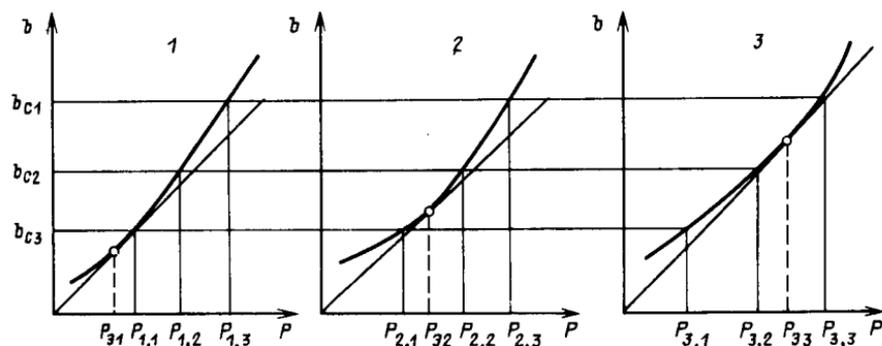
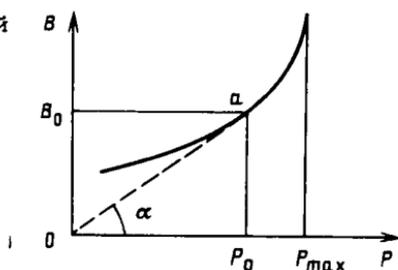


Рис. 8.3. Определение состава агрегатов с использованием критерия выгоды отключения:

1—3 — характеристики отдельных агрегатов; $P_{31} - P_{33}$ — экономические мощности

P_1 и относительный прирост b_{c1} . При наивыгоднейшем распределении мощностей система имеет баланс $P_1 = P_{1,3} + P_{2,3} + P_{3,3}$. При снижении нагрузки системы до P_2 относительный прирост уменьшается до b_{c2} . Поскольку для агрегата 3 его нагрузка $P_{3,2}$ оказывается меньше, чем экономическая мощность $P_{3,3}$, то этот агрегат выгодно отключить. Следовательно, в работе целесообразно оставить агрегаты 1 и 2. При дальнейшем снижении нагрузки до P_3 с относительным приростом b_{c3} целесообразно отключить и агрегат 2.

Из этого простого примера видны и недостатки критерия (8.5). Действительно, он получен при допущении о том, что отключение агрегата не приведет к заметному изменению относительного прироста системы. Для очень крупных энергетических систем это допущение справедливо. В нашем же примере относительный прирост системы при нагрузках P_2 и P_3 резко меняется в зависимости от состава работающих агрегатов. А в этом случае

точки выгодности работы смещаются и не соответствуют экономическим мощностям P_{31}, P_{32}, P_{33} . Последнее заранее учесть невозможно, и определенность критерия (8.5) значительно уменьшается. Для устранения этого недостатка предлагается относительные приросты находить как среднеарифметическую для начального состава $b_{с.н}$ и состава без отключаемого агрегата $b_{с.к}$, т. е.

$$b_{с.ср} = \frac{b_{с.н} + b_{с.к}}{2} .$$

Тогда критерий выгодности будет иметь вид

$$b_{удj} \geq b_{с.ср} . \quad (8.6)$$

Использование критерия (8.6) вместо (8.5) усложняет алгоритм и требует вариантных расчетов. Критерии (8.5) и (8.6) не учитывают также потери мощности в электрических сетях, а вместе с тем от изменения состава агрегатов может измениться режим системы. В большинстве случаев изменение потерь мощности в сетях не может заметно повлиять на состав агрегатов ввиду несопоставимости экономического эффекта от этих двух задач, но в отдельных случаях проявляется влияние режима электрических сетей на состав агрегатов системы. В этом случае относительные приросты отдельных электростанций должны учитывать относительные приросты потерь мощности в сетях (см. § 6.5) и критерий выгодности в общем случае имеет вид

$$b_{удj} \geq \frac{b_{с.ср}}{1 - \sigma_c} . \quad (8.7)$$

Условие (8.7) требует анализа режимов электрических сетей и, так же как и (8.6), приводит к смещению точек выгодности отключения.

Несмотря на указанные недостатки, условия (8.5)–(8.7) нашли применение в алгоритмах управления составом агрегатов. Чаще всего они применяются на стадии планирования режимов. Однако ввиду недостаточной корректности этих условий остается проблема дальнейшего совершенствования методов и алгоритмов оптимизации состава агрегатов энергетических систем.

Математическая модель оптимизации состава агрегатов с использованием критерия выгодности отключения (подключения) агрегатов. Рассмотрим определенный состав агрегатов и оценим изменение расхода топлива в системе, которое дает ос-

танов или пуск одного из агрегатов. Задача решается для тепловой системы, и оптимизируется состав работающих блоков тепловых станций (в принципе могут рассчитываться и ТЭС с поперечными связями).

Приведем общую модель задачи.

1. Уравнение цели, которое определяет экономию от останова j -го агрегата, следующее:

$$B_{эj} = B_0 + \left(\int_{P_{1,0}}^{P_{1k}} b_1 dP + \int_{P_{2,0}}^{P_{2k}} b_2 dP + \dots \right) - B_j \Rightarrow \min . \quad (8.8)$$

За счет отключения j -го агрегата с расходом B_j изменится режим системы. Это приведет к новому распределению мощностей между работающими агрегатами. Тогда оставшийся в работе первый агрегат будет иметь мощность P_{1k} вместо $P_{1,0}$, второй агрегат будет иметь мощность P_{2k} вместо $P_{2,0}$ и т. д.

Если относительные приросты соответствуют их среднему значению, то (8.8) можно записать так:

$$B_{эj} = B_0 + b_{ср} P_j - B_j , \quad (8.9)$$

где P_j – нагрузка j -го агрегата; B_0 – первоначальный (до изменения состава) расход топлива.

2. Уравнение связи – это расходные характеристики агрегатов $B_i(P_i)$, где i – номер агрегата и $i = 1, 2, \dots, j \dots$

3. Уравнения ограничений включают балансовые уравнения мощности

$$P = \sum_k P_k - P_i - \pi , \quad (8.10)$$

где k – номера агрегатов, остающихся в работе: $k \in i$. Кроме того, учитываются ограничения по допустимым мощностям агрегатов:

$$P_{k \min} \leq P_k \leq P_{k \max} . \quad (8.11)$$

4. Уравнение оптимизации составляется для отыскания оптимальной стратегии управления составом агрегатов. В оптимальной стратегии указывается рациональный порядок (очередность) отключения либо подключения агрегатов. Используются условия (8.5)–(8.7) в зависимости от конкретных условий.

Выбор стратегии останова агрегатов для заданного графика нагрузки с учетом пусковых расходов. При выполнении расчетов по заданному графику нагрузки системы может оказаться,

что агрегат отключается на определенную часть расчетного периода, а затем требуется включение этого же или нового агрегата. В этом случае необходимо учитывать пусковые расходы. Если пусковые расходы $B_{\text{пуск}}$ зависят от времени простоя агрегата, то очевидно, что отключать блок выгодно только в том случае, когда экономия от останова агрегата на время простоя будет больше, чем расход топлива на последующий пуск, т. е. выполняется условие

$$\int_{t_a}^{t_6} B_j dt \geq B_{\text{пуск}} \quad , \quad (8.12)$$

где t_a и t_6 – моменты останова и пуска блока.

В том случае, когда пусковые расходы линейно зависят от простоя агрегата, отключение агрегата выгодно при

$$\int_{t_a}^{t_6} B_j dt \geq at_{\text{пр}} \quad , \quad (8.13)$$

где $t_{\text{пр}}$ – время простоя агрегата; a – постоянный множитель.

Пусковые расходы можно учесть в критерии выгодности отключения, внося в него соответствующую поправку, а именно

$$b_{\text{уд}i} \geq b_c + \frac{B_{\text{пуск}}}{t_{\text{пр}} P} \quad . \quad (8.14)$$

Второе слагаемое в правой части неравенства (8.14) позволяет учесть дополнительный расход топлива на покрытие нагрузки системы P , который появляется за счет пусковых расходов. Эти величины совпадают по размерности.

Учет пусковых расходов сдвигает условия выгодности останова в зону меньших нагрузок агрегата по сравнению с экономическими мощностями и нарушает однозначную пускоостановочную стратегию управления агрегатами. Для того чтобы решить задачу, требуется итерационный расчет. Вначале находят режим агрегатов без учета пусковых расходов для всех интервалов времени. По полученным данным находят время простоя агрегата и по (8.14) уточняют момент отключения.

Алгоритм расчета. Расчет осуществляется итеративно. Вначале для постоянных интервальных нагрузок P_i (график нагрузок на период T задается осредненными нагрузками P_i на интервалах t) находят состав и мощности агрегатов без учета пусковых расходов. Для этого выбирается произвольно значение относи-

тельного прироста и по критерию, например (8.5), отбираются работающие m агрегатов и определяется суммарная мощность выбранных агрегатов при наилучшем распределении нагрузки между ними. Если имеется равенство между заданной нагрузкой и мощностями агрегатов, то состав определен. В случае неравенства увеличивается либо уменьшается относительный прирост системы. Далее расчеты повторяются до получения баланса между нагрузкой и мощностями агрегатов.

На основании таких расчетов определяется временная диаграмма работы и простоя каждого агрегата. Используя ее, можно уточнить расчеты с учетом пусковых расходов.

Определяются пусковые расходы для всех m агрегатов для каждого интервала простоя. С использованием (8.14) намечается новый состав работающих агрегатов и заново уточняются пусковые расходы. Путем итеративных расчетов находится окончательный состав работающих агрегатов.

8.4. Внутростанционная оптимизация режима ГЭС

На ГЭС задача внутростанционной оптимизации играет большую роль. Действительно, в общем случае ГЭС регулируют нагрузку и частоту системы. Это связано с постоянными включениями и отключениями агрегатов, с систематическим перераспределением нагрузки между агрегатами.

Декомпозиция задачи внутростанционной оптимизации. Рассмотрим кратко декомпозицию для условий АСУ ТП ГЭС. Декомпозиция осуществляется по временному, ситуативному и функциональному принципам.

Временной признак. Задача решается в две стадии: вначале на стадии оперативного планирования и затем на стадии управления в темпе процесса. На стадии оперативного планирования составляется план по использованию агрегатов на основе прогнозной информации. Затем в темпе процесса план корректируется по текущей информации. К алгоритмам этих двух стадий предъявляются различные требования. В первом случае нет специальных ограничений к сложности алгоритма. Во втором случае алгоритм должен быть быстродействующим, чтобы до минимума сократить запаздывание в реакции на текущую информацию. Поэтому на второй стадии обычно реализуются более простые алгоритмы, но имеющие высокое быстродействие.

Ситуационный признак. Известно, что составом агрегатов приходится управлять в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах системы. Естественно, что критерии оптимизации в этих ситуациях различны. Если для условий нормальной эксплуатации критерием является расход энергоресурса, то в ава-

рийных режимах – это какой-либо показатель надежности. Различие критериев, бесспорно, отражается и на структуре алгоритма внутростанционной оптимизации.

Функциональный признак. В АСУ ТП ЭВМ работает в мультипрограммном режиме с разделением времени, поэтому и задача внутростанционной оптимизации решается по частям в зависимости от функционирования всей системы АСУ ТП. В этом случае в ней отдельно можно выделить подзадачи контроля резерва, распределения нагрузки, изменения состава агрегатов и др.

Таким образом, задачи внутростанционной оптимизации многообразны по своим целям и методам решения. В данной главе будет рассмотрена лишь задача составления плана управления составами агрегатов и режимами активных мощностей на стадии оперативного планирования, поскольку другие задачи тесно связаны с алгоритмической структурой всей системы АСУ ТП и не являются предметом данной книги.

Внутростанционная оптимизация заключается в выборе состава (станционных номеров) агрегатов, которые в общем случае могут работать в режиме генератора (ГР) и синхронного компенсатора (СК), и их активных и реактивных мощностей при условии экономичного использования энергетических ресурсов станции. Рассмотрим одну из задач внутростанционной оптимизации, когда для станции задается график активной нагрузки. Тогда задача заключается в том, чтобы выдать требуемую активную мощность при минимальных затратах ресурса. Такая задача решается по станционным, а не по системным критериям эффективности – это либо расход ресурса, либо КПД технологического процесса.

Постановка задачи. Заданы график активных нагрузок ГЭС $P_j(t)$ и состав агрегатов, множество которых k_r , причем $k_r \in M$, где M – общее множество агрегатов. Каждый агрегат представлен своей индивидуальной энергетической характеристикой $Q_i(P_i, H_i)$, где $i = 1, 2, \dots, J$ – номер агрегата, Q_i – расход, P_i – мощность, H_i – напор агрегата. Заданы также пусковые расходы на агрегатах, причем пусковые расходы не зависят от времени простоя агрегатов, и все ограничения по составу и режиму использования агрегатов.

Требуется определить на каждом интервале времени всего периода планирования состав и активные мощности агрегатов с учетом всех ограничений по минимуму стока воды за рассматриваемый период.

Математическая модель задачи. Уравнение цели – минимум стока ГЭС за период оптимизации. Сток ГЭС при оптимальном решении

$$W = \sum_{i=1}^{i=J} \sum_{t=1}^{t=m} Q_{it} (P_{it}) \Delta \tau_t +$$

$$+ \sum_{i=1}^{i=J} \sum_{t=1}^{t=m} Q_{\pi it} c_{\pi it} \Delta \tau_{\pi it} \Rightarrow \min , \quad (8.15)$$

где $t = 1, \dots, m$ – номер расчетного интервала времени длительностью $\Delta \tau_t$; Q_{it} – пусковые расходы; $\Delta \tau_{\pi it}$ – длительность пуска агрегата; $c_{\pi it}$ – число пусков.

Задача решается с учетом ограничений по составу и режиму агрегатов и станции. Чаще всего встречаются ограничения:

1) по балансу активных мощностей станции

$$P_t = \sum_{i=1}^{i=J} P_{it} ; \quad (8.16)$$

2) по резерву активной мощности на станции

$$\sum_{i=1}^{i=J} P_{\text{расп } it} - P_t \geq P_{\text{рез } it} , \quad (8.17)$$

где $P_{\text{рез } it}$ – заданный резерв; $P_{\text{расп } it}$ – располагаемая мощность агрегата;

3) по допустимым мощностям агрегатов; допустимые пределы непостоянные и определяются температурным режимом генераторов, подпятников, подшипников, кавитационными явлениями в турбинах, вибрацией агрегата и др. При краткосрочном планировании ограничения часто считаются неизменными, и тогда

$$P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max} ; \quad (8.18)$$

4) по составу агрегатов, когда, например, надежность схемы собственных нужд требует работы определенных агрегатов или недопустимы какие-либо комбинации агрегатов по условиям размыва русла или берегов нижнего бьефа. Часто подобные ограничения определяются главной схемой электрических соединений, когда агрегаты включены на шины различного напряжения, при этом

$$P_{\alpha} > 0, \quad (8.19)$$

где α – состав обязательных агрегатов, причем $\alpha \in k_r$;

5) по числу агрегатов. Число агрегатов во многих случаях определяется требованиями надежности, например, когда по условиям правильного действия релейной защиты в работе должно находиться определенное число агрегатов. Ограничения по минимальному числу работающих агрегатов имеют вид

$$Z_t \geq Z_{\text{доп } t}, \quad (8.20)$$

где Z_t – число работающих агрегатов; $Z_{\text{доп } t}$ – допустимое число работающих агрегатов;

6) по длительности использования агрегатов. К ним можно отнести ограничения по длительности простоя агрегатов в холодном резерве перед пуском или по длительности работы перед остановом агрегата, например, из условий надежной работы подпятника;

7) по числу пусков – остановов агрегата за рассматриваемый период;

8) по реализации решений. Они обусловлены схемами и устройствами автоматики. Известно, например, что в действующих устройствах часто нагрузка между агрегатами распределяется либо по равенству мощностей, либо по равенству открытий направляющего аппарата.

Могут задаваться и другие ограничения. Состав ограничений определяется конкретными условиями.

Уравнение оптимизации составляется с использованием определенного оптимизационного аппарата. Как уже отмечалось, комбинаторные методы разработаны слабо, поэтому для рассматриваемой задачи выбор методов весьма ограничен. Очень часто используются эвристические методы. Наибольшее распространение имеют методы динамического программирования (ДП) и направленного перебора вариантов (НПВ). Методы НПВ – эвристические; метод ДП позволяет получить более точное решение, чем НПВ. Вместе с тем оба метода не позволяют учесть ряд ограничений. Метод НПВ в этом смысле имеет лучшую характеристику.

Метод ДП дает наиболее точные результаты и может быть использован как эталонный для сопоставления алгоритмов. Использование его для оптимизации состава и режима агрегатов в значительной мере зависит от параметров ЭВМ.

Расчет внутростанционных режимов с использованием метода динамического программирования. Алгоритм разработан для ГЭС и блочных КЭС. Он основан на использовании библиотеки характеристик и имеет две части: первая – построение энергетических характеристик станции, вторая – составление плана управления составами и режимами агрегатов с учетом ограничений на весь рассматриваемый период. Рассмотрим только вторую часть алгоритма, так как первая изложена в гл. 7.

На основании энергетических характеристик станции, построенных при использовании метода ДП, можно в общем случае определить состав и мощности агрегатов для каждого интервала времени рассматриваемого периода оптимизации, при этом чаще всего не удастся учесть весь комплекс ограничений, поэтому во второй части алгоритма производится исправление решения, полученного в первой части. Исправления обычно достигаются компромиссным путем. Так, если число работающих агрегатов меньше заданного, то число агрегатов предварительного плана увеличивается. Если не удовлетворяются ограничения по резерву мощности, то также подключаются дополнительные агрегаты. Для минимизации пускоостановочных операций какие-то агрегаты оставляются в работе или раньше выводятся из работы, чем это требуется по найденному в первой части плану, при этом учитываются пусковые расходы. Конечно, при такого рода исправлениях план "портится", так как состав работающих агрегатов и их нагрузки уже не являются наивыгоднейшими. Однако в тех случаях, когда ограничения отсутствуют или не могут существенно повлиять на экономичность решения, алгоритм, основанный на методе динамического программирования, может успешно применяться. Схема расчетов приведена на рис. 8.4.

В блоке 1 определяются область допустимых режимов станции и параметры характеристик станции: минимальные и максимальные мощности; для ГЭС – напоры.

В блоке 2 производится решение первой части задачи, т. е. построение оптимальных характеристик с использованием метода динамического программирования.

В блоке 3, если это ГЭС, определяется соответствие заданных напоров H_3 имеющимся для расчета характеристикам $H_{расч}$. Если этого соответствия нет (блок 4), то состав и режим агрегатов для H_3 приравниваются к одному из решений для расчетных напоров. Интерполяция по напору проводится по минимуму потерь расхода. Для КЭС эти блоки отсутствуют.

Аналогично проводится интерполяция по мощности (блоки 5 и 6), если расчетные точки характеристик $P_{расч}$ не соответствуют мощностям станции P_3 при работе ее по заданному графику нагрузки.

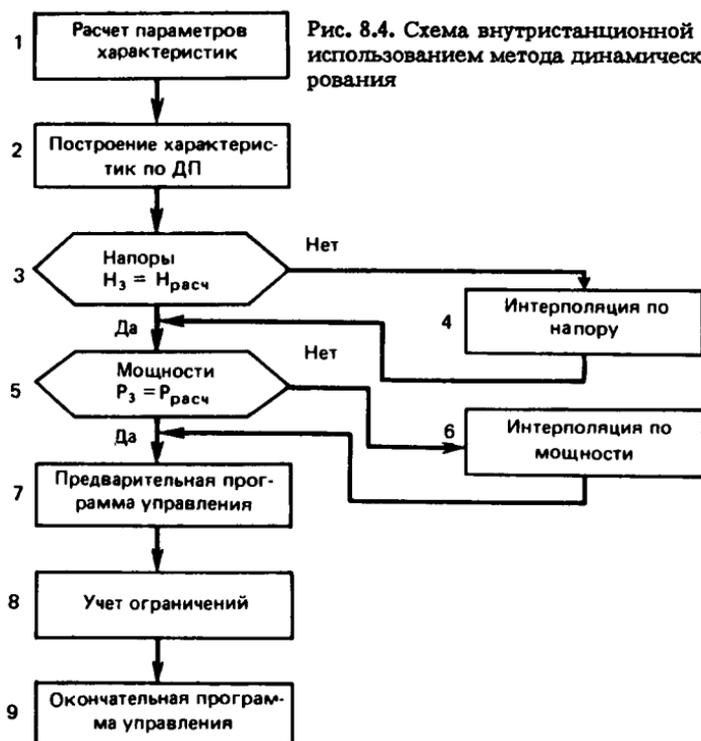


Рис. 8.4. Схема внутростанционной оптимизации с использованием метода динамического программирования

В блоке 7 для планового графика определяются составы и мощности агрегатов. Эта программа названа предварительной потому, что в ней не учтены все ограничения. Предварительная программа исправляется (блок 8), и получается окончательный результат (блок 9).

8.5. Упрощенные методы управления агрегатами ГЭС

Упрощенные методы. Сложность задач внутростанционной оптимизации, их высокая размерность, множество ограничений, отсутствие достоверной исходной информации и другие причины во многих конкретных случаях делают нецелесообразным, а иногда и невозможным применение строгих математических методов. Существенное значение имеет и тот факт, что возможности ЭВМ в АСУ ТП электростанций чаще всего позволяют реализовать только достаточно простые алгоритмы. Множество работ, выполненных по оптимизации внутростанционных режимов, позволяет рекомендовать достаточно эффективные алгоритмы, причем с приемлемой точностью решения. Наилучшим

образом решить этот вопрос можно при рассмотрении всей задачи оптимизации внутростанционных режимов в виде комплекса подзадач. При решении по частям в каждой подзадаче учитываются только главные, определяющие факторы, поэтому упрощаются математические модели каждой подзадачи и открываются возможности преодоления вычислительных трудностей.

Наибольший эффект дают те упрощения, при которых подавляется размерность задачи. Остановимся на некоторых упрощениях внутростанционной оптимизации, которые могут применяться в АСУ ГЭС.

Из расчетов известно, что экономическая эффективность отдельных подзадач оптимизации различна. Наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами ГЭС может дать эффект 0,2–0,6% расхода энергоресурса. Правильный выбор состава агрегатов при неизменном их числе дает уже 0,2–1,2%. Наибольший эффект может дать правильный выбор числа работающих агрегатов – 0,2–10%. Эти цифры позволяют задачу разделить на части и решать последовательно по названным параметрам.

Целесообразно задачу оптимизации состава и режима агрегатов делить на четыре самостоятельные подзадачи: первая – оптимизация числа и состава при равномерном распределении нагрузки между агрегатами, вторая – формирование равнозначных решений для каждого расчетного интервала времени и периода оптимизации для минимизации пускоостановочных операций, третья – определение стратегии управления составом агрегатов на период оптимизации с минимизацией числа пускоостановочных операций, четвертая – наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами.

Первая подзадача. Решение достигается путем направленного перебора вариантов, которые формируются по заданному критерию. Формирование вариантов по числу агрегатов производится в пределах от минимального Z_{\min} до максимального Z_{\max} пригодного для заданной нагрузки P . Число возможных вариантов по Z может быть уменьшено, если применить направленный поиск лучшего варианта от Z_{\min} .

Варианты по числу агрегатов: Z_{\min} , $Z_{\min} + 1$, $Z_{\min} + 2$... Выбор наилучшего сочетания агрегатов для заданного числа Z производится на основании сравнения характеристик работающих агрегатов при равномерном распределении нагрузки. Задача заключается в отыскании оптимального сочетания A_0 , соответствующего числу агрегатов Z по критерию минимума расхода воды. Для этого агрегаты ранжируются по значениям КПД при равных мощностях. На первое место ставится агрегат с лучшим КПД, а затем агрегаты располагаются в порядке ухудшения их КПД. Естественно, что первые Z агрегатов этого ряда

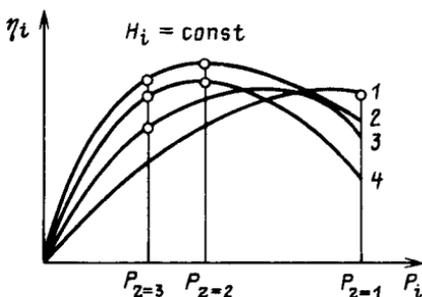


Рис. 8.5. К методике определения оптимального состава агрегатов при равномерном распределении нагрузки

и определяют оптимальный состав. Например (рис. 8.5), при $Z = 1$ каждый агрегат имеет нагрузку $P_{Z=1}$ и лучшим будет агрегат 1. При $Z = 2$ каждый имеет нагрузку $0,5P_{Z=1}$ и лучшими будут агрегаты 2 и 4, при $Z = 3$ лучшими будут агрегаты 2, 4, 3 и т. д. Сравнивая расходы воды ГЭС при $Z = 1, 2, 3$ и названных составах, определяют оптимальное решение по минимуму расхода воды станции. На этой стадии легко учесть ограничения по числу и составу агрегатов, оставив для рассмотрения только допустимые комбинации.

Вторая подзадача. Анализ характеристик агрегатов различных станций показывает, что отличие по КПД между агрегатами одной ГЭС при постоянном напоре составляет 1–5%, причем во многих случаях можно найти несколько составов при $Z = \text{const}$, которые отличаются по эффективности не больше, чем на допустимую величину. Эти составы будем считать равнозначными. Равнозначные составы дают равноценные стратегии управления. Гибкость процесса управления составом агрегатов повышается, если имеется несколько стратегий. Все стратегии определяются из матрицы равнозначных составов, строками которой являются составы, а столбцами — номера расчетных интервалов времени.

Направленный поиск всех равнозначных вариантов составов агрегатов при $Z = \text{const}$ осуществляется при упорядоченном переборе агрегатов. Для этого используется такая же ранжировка агрегатов, как и в первой подзадаче. Для определения вариантов составов, близких к оптимальному, в наилучшем составе худший (последний) агрегат следует заменить лучшим (первым) из числа агрегатов, находящихся в холодном резерве.

Матрица равнозначных решений дает возможность определить ряд стратегий управления составами агрегатов.

Третья подзадача. Матрица равнозначных решений может быть использована для отыскания стратегии, соответствующей минимальному или допустимому числу пускоостановочных операций. Если нет ни одной стратегии с допустимым числом пускоостановочных операций, то производится уточнение той стратегии, в которой получено наименьшее число пускоостановочных операций.

Четвертая подзадача. Производится наиболее выгодное распределение нагрузки между агрегатами, состав которых определен при решении третьей подзадачи, по равенству относительных приростов.

Проверка показала, что решение задачи оптимизации внутростанционных режимов по частям приводит к снижению эффекта оптимизации не более чем на 5% общего эффекта. Подобный алгоритм чрезвычайно удобен для учета ограничений, накладываемых на комбинации агрегатов, обладает большим быстродействием и пригоден для ЭВМ, включенных в АСУ ТП ГЭС.

8.6. Библиотека эквивалентных характеристик ТЭС

В общем случае на ТЭС может иметься различное котельное и турбинное оборудование, причем связанное общим паропроводом. Задачи внутростанционной оптимизации при этом очень сложны, и для их решения пока еще применяют упрощенные методы. Одним из путей решения является использование библиотеки характеристик. Каждая характеристика построена для определенного и постоянного состава котлов и турбин. Построение характеристик рассмотрено в § 7.6. Эти характеристики могут использоваться для оптимизации внутростанционных режимов ТЭС.

По заданному графику нагрузки определяются максимальные и минимальные нагрузки станции на планируемый период. Если в библиотеке есть характеристики, позволяющие обеспечить нагрузку в этом диапазоне, то из них выбирается оптимальный состав агрегатов. Следовательно, вначале делается попытка исключения всех пускоостановочных операций на рассматриваемом периоде.

Для примера на рис. 8.6 показаны характеристики библиотеки для постоянного состава I-V. Без переключений в заданном диапазоне от P_{min} до P_{max} станция может работать только с составом II и III. Сравнив расход топлива станции при работе по графику $P(t)$ для этих вариантов, окончательно выбирают оптимальный состав. Если таких вариантов нет, то используется критерий (8.14) и учитываются пусковые расходы. В такой задаче может быть множество вариантов, поэтому применяется их направленный перебор. Принципы перебора определяются конкретными условиями.

Чаще всего при невозможности подбора варианта без изменения состава используется критерий выгоды отключения (8.12), для чего подбирается состав агрегатов, обеспечивающий максимальную нагрузку P_{max} и имеющий наилучший расход топлива в возможном диапазоне мощностей. Затем определяется отключаемый агрегат (котел или турбина), и минимальная мощность станции снижается. Такие расчеты выполняются до прохождения P_{min} . Стратегию можно определять и от другой мощности. Опытный инженер может наметить конкурентоспособные варианты.

Необходимость учета пусковых расходов усложняет всю задачу. Учет пусковых расходов производится по алгоритму направленного перебора. Эти алгоритмы чаще всего некорректны. При-

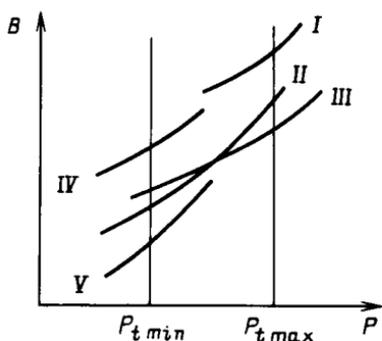


Рис. 8.6. Схематическое изображение библиотеки характеристик ТЭС

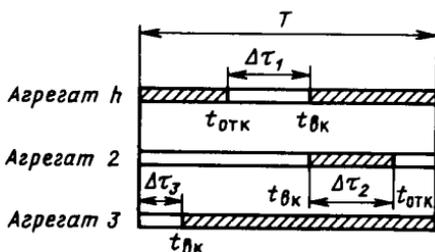


Рис. 8.7. Диаграмма работы агрегатов для расчета пусковых расходов

ведем пример одного алгоритма учета пусковых расходов для режима и диаграммы работы агрегатов, показанных на рис. 8.7. На диапазоне времени работы станции имеются интервалы простоя и работы каждого агрегата. Для n -го агрегата первый интервал простоя находится от времени включения, т. е. $\Delta \tau_1 = t_{\text{вк}} - t_{\text{отк}}$. Если n -й агрегат оставить в работе на $\Delta \tau_1$, то не будет пусковых расходов в момент $t_{\text{вк}}$, но режим в интервале $\Delta \tau_1$ будет неоптимальным и будет перерасход топлива. Для пусковых расходов, линейно зависящих от времени, изменение расхода топлива равно:

$$\Delta B_n = b_n (t_{\text{вк}} - t_{\text{отк}}) - b_n \Delta \tau_{\text{вк}} - b_n \Delta \tau_{\text{отк}} + \Delta B (\Delta \tau_{\text{отк}}) + \Delta B (\Delta \tau_{\text{вк}}), \quad (8.21)$$

причем функция (8.21) минимизируется по переменным $\Delta \tau_{\text{вк}}$, $\Delta \tau_{\text{отк}}$, которые показывают уменьшение интервала простоя за счет более позднего отключения $t_{\text{отк}}$ или более раннего включения $t_{\text{вк}}$. Относительные приросты станций b_n находятся с учетом пусковых расходов по (8.14), а функций изменения топлива $\Delta B (\Delta \tau_{\text{отк}})$ и $\Delta B (\Delta \tau_{\text{вк}})$ — при оптимизации режима станции. Алгоритм реализован на ЭВМ и дал приемлемое время счета.

Вопросы для самопроверки

1. Как оптимизируется состав работающих агрегатов в энергосистеме? В чем заключается внутростанционная оптимизация состава агрегатов?

2. Что такое пусковые расходы? Как они учитываются при оптимизации состава агрегатов?

3. По какому условию определяется выгодность отключения или подключения агрегатов на ТЭС?

4. Какими методами решается задача внутростанционной оптимизации состава и режима агрегатов для регулируемых ГЭС?

5. Как используются энергетические характеристики станций при выборе состава работающих агрегатов?

6. Как используется библиотека энергетических характеристик ТЭС для выбора состава агрегатов?

7. Какова эффективность оптимизации состава агрегатов?

Глава девятая

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

9.1. Текущее планирование режимов системы

В эксплуатируемых системах текущее планирование является, по существу, первой стадией решения режимных задач. Главная задача текущего планирования заключается в получении основных рекомендаций об использовании энергоресурсов и мощностей системы на периоды от месяца до года, поэтому режимные задачи имеют характер долгосрочной оптимизации. В общем случае решаются следующие основные задачи:

1) определяются запасы гидроресурсов и оптимизируется режим их использования;

2) определяются топливные ресурсы системы и производится оптимизация топливоиспользования;

3) составляются балансы мощности и энергии системы;

4) планируются капитальные ремонты энергетического оборудования;

5) определяются технико-экономические показатели работы системы и станций.

Каждая задача является оптимизационной и в значительной мере определяет экономические показатели системы. Задачи долгосрочной оптимизации дают часто больший эффект, чем задачи краткосрочной оптимизации. Например, оптимизация режима водохранилищ позволяет повысить выработку электрической энергии ГЭС на 5–10%, оптимизация капитальных ремонтов

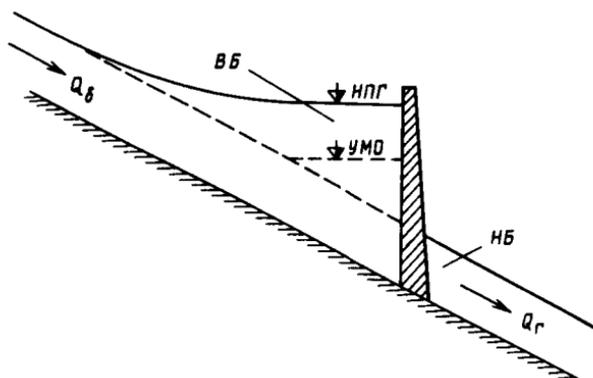


Рис. 9.1. Иллюстрация терминов, применяемых для ГЭС:

$Q_в$ – бытовая приточность воды в водохранилище; $Q_г$ – расход воды ГЭС; $\nabla НПГ$ – отметка нормального подпертого горизонта водохранилища, т.е. максимальный уровень для нормальных условий; $\nabla УМО$ – отметка уровня мертвого объема водохранилища – это та минимальная отметка, до которой сбрасывается водохранилище; $ВБ$, $НБ$ – верхний и нижний бьефы ГЭС.

снижает на несколько процентов затраты на их проведение и позволяет заметно увеличить располагаемые мощности электростанций.

Особенностью алгоритмов долгосрочной оптимизации является то, что в них в той или иной мере используется статистическая информация, например данные о нагрузках системы за прошедшие периоды, о различных показателях станций и систем, гидрологическая информация и др. Это выдвигает специальные требования к накоплению и переработке статистической информации. Другая особенность связана с необходимостью достаточно полного представления энергетической системы при решении этих задач, например, решая задачу топливоснабжения, приходится учитывать все тепловые станции, требующие различные виды или марки топлива.

Есть еще ряд особенностей: периодические корректировки, вызываемые уточнением исходной информации, многостадийность планирования, взаимовлияние задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации и другие, что приводит к усложнению алгоритмов и программ расчетов.

Термины и условные обозначения, которые используются в дальнейшем, поясняются рис. 9.1.

9.2. Оптимизация режимов водохранилищ гидростанций

Основной задачей управления длительными режимами водохранилищ является оптимальное использование энергетических ресурсов энергосистемы или объединения для обеспечения заданного режима потребления электроэнергии. При рациональном управлении водохранилищами можно получить на ГЭС дополнительную выработку электроэнергии 1–5%, что дает существенную экономию топлива.

Различают краткосрочное (суточное, недельное) и долгосрочное (сезонное, годовое, многолетнее) регулирование. Краткосрочная оптимизация режима ГЭС в системе рассмотрена в § 6.3. Оптимизация режима ГЭС при долгосрочном регулировании представляет самостоятельную задачу, которая и будет далее рассматриваться.

Формулируется задача оптимизации режима водохранилищ следующим образом: при заданной приточности воды в водохранилищах (бытовой приточности) необходимо определить такой режим водохранилища ГЭС на весь период регулирования, при котором по принятому критерию обеспечивается оптимальный режим энергетической системы. Чаще всего критерием является минимум расхода эксплуатационных издержек или топлива системы.

Первоначально на весь период регулирования создается модель исходной информации. Прогнозируются гидрограф, нагрузки системы и другие данные. По этим данным и производится расчет режима водохранилища, который является начальным приближением. При поступлении новых прогнозов исходной информации режим водохранилища корректируется. Последовательная корректировка основана на поинтервальном исправлении планируемого режима ГЭС за счет использования прогноза на ближний расчетный интервал. Корректировка обеспечивает связь долгосрочных и краткосрочных режимов. Чаще всего первоначально корректировка производится на месячном интервале, затем на декадном и, наконец, на суточном. Последовательные корректировки основаны на многократно повторяющихся оптимизационных расчетах и могут выполняться только на ЭВМ.

Там, где расчеты последовательных корректировок режима ГЭС затруднены, применяются диспетчерские графики. Они строятся заранее при обобщении результатов серии расчетов, от-

ражающих характерные для ГЭС условия. Диспетчерские графики являются управляющими функциями и дают рекомендации об оптимальном ведении режима ГЭС. Они могут иметь различный вид, например $Z_{в.б}(t, X)$, т. е. давать отметку водохранилища, которую надо поддерживать в зависимости от параметра X на календарную дату t . Величина X может представляться расходом приточности воды в водохранилище, средней мощностью ГЭС и др. Если характерные для ГЭС условия изменятся, например изменятся функции ГЭС в системе, то диспетчерские графики необходимо строить заново.

Особенностью задачи является и то, что большие периоды оптимизации вынуждают увеличивать расчетные интервалы времени. Практически невозможно осуществлять расчет годового регулирования по часовым интервалам. При укрупнении интервалов снижается размерность задачи. Расчет по укрупненным интервалам кроме вычислительных достоинств оправдывается отсутствием достоверной информации.

При переходе от часовых интервалов к суточным требуется учитывать влияние внутрисуточного изменения нагрузки на показатели станции. Если за расчетные принимаются месячные интервалы, то требуется учитывать внутримесячную изменчивость информации и т. д. Внутриинтервальные режимы отражаются в специально подготовленной исходной информации, которая используется далее для расчетов режимов по укрупненным расчетным интервалам времени. Здесь также проявляется связь краткосрочных и долгосрочных режимов ГЭС, поскольку для построения среднеинтервальных характеристик станций (см. § 7.8) используются алгоритмы краткосрочной оптимизации.

Все сказанное говорит о том, что задача рационального использования водных ресурсов водохранилища ГЭС является важнейшей общесистемной задачей, определяющей режим системы.

Постановка задачи. Пусть оптимизируемая система состоит из J гидравлических и K тепловых электростанций, режимы которых подлежат оптимизации. Будем считать, что исходная информация задается детерминированно на период оптимизации. Критерием оптимальности являются эксплуатационные затраты по системе I . Оптимизацию можно проводить также по минимуму расхода топлива системы B или по максимуму выработки электроэнергии ГЭС E_r . Однако оба критерия дают менее

точное решение, чем критерий $I \Rightarrow \min$. Наиболее прост критерий $\mathcal{E}_T \Rightarrow \max$, так как отпадает необходимость анализа системных факторов и режима ТЭС при расчетах режима водохранилищ ГЭС. Однако упрощение задачи приводит к потере точности решения, и поэтому применимость этого критерия нуждается в проверке для каждого конкретного случая.

Приведем уравнения математической модели.

1. Уравнение цели

$$I = \sum_{t=1}^m u_t B_t (P_{Tt}) \Delta \tau_t \Rightarrow \min, \quad (9.1)$$

где $B(P_T)$ – расход топлива эквивалентной ТЭС при ее мощности P_T ; u_t – цена единицы топлива; $t = 1, 2, \dots, m$ – номер расчетного интервала времени длительностью $\Delta \tau_t$.

Преобразуем (9.1) и введем в него параметр, характеризующий режим ГЭС и водохранилища. Мощность j -й ГЭС в любой момент времени t определяется по формуле

$$P_{Гjt} = 9,81 \eta_{Гjt} Q_{Гjt} H_{Гjt}, \quad (9.2)$$

а расход ГЭС

$$Q_{Гjt} = Q_{бjt} \pm Q_{вjt}, \quad (9.3)$$

т. е. расход определяется бытовой приточностью $Q_{бjt}$ и расходом регулирования водохранилища $Q_{вjt}$. Если водохранилище заполняется, то $Q_{вjt} < 0$, и, наоборот, при сработке $Q_{вjt} > 0$.

В любой момент времени t периода T мощность всех ТЭС системы, режим которых оптимизируется, может быть определена по следующему балансовому соотношению мощностей в системе:

$$P_T = P_t - \sum_{j=1}^J P_{Гjt} + \pi_t, \quad (9.4)$$

где P_t – заданные нагрузки системы; π_t – потери мощности в сети.

Используя (9.2)–(9.4), получим уравнение цели, в которое входит $Q_{вjt}$, определяющая режим водохранилища, т. е.

$$I = \sum_{t=1}^n u_t B_t \left[P_t - \sum_{j=1}^J 9,81 \eta_{Гjt} (Q_{бjt} \pm Q_{вjt}) H_{Гjt} + \pi_t \right] \Delta \tau_t \Rightarrow \min. \quad (9.5)$$

Параметром регулирования могут являться также сток водохранилища $W_{вjt}$ и уровни верхнего бьефа $Z_{в.бjt}$, что легко учесть в (9.5), проводя простые преобразования.

2. Уравнения связи:

а) балансовое уравнение мощности

$$P_{Тt} = P_t - \sum_{j=1}^J P_{Гjt} + \pi_t ; \quad (9.6)$$

б) балансовое уравнение стока на каждой ГЭС

$$\sum_{t=1}^n W_{н.бjt} - \left(\sum_{t=1}^n W_{бjt} \pm \sum_{t=1}^n W_{вjt} - \sum_{t=1}^n W_{пjt} \right) = 0, \quad (9.7)$$

где $W_{н.б}$ – сток в нижнем бьефе ГЭС; $W_{б}$ – бытовой сток в створе ГЭС; $W_{п}$ – потери стока;

в) характеристики ТЭС $B_t (P_{Тt})$. В них учтены внутрисуточные изменения режима (такие характеристики называются среднесуточными, и их построение рассмотрено в § 7.7). Обычно состав оборудования ТЭС и типовые графики нагрузок меняются в течение периода оптимизации, что приводит к изменению характеристик ТЭС;

г) среднесуточные характеристики ГЭС $Q_{Гjt} (P_{Гjt})$, которые также могут изменяться по времени;

д) характеристики бьефов ГЭС: $Z_{в.бj} (V_{вj})$ – характеристика связи объемов водохранилища $V_{вj}$ и уровней верхнего бьефа $Z_{в.бj}$; $Z_{н.бj} (Q_{н.бj})$ – характеристика связи горизонтов нижнего бьефа $Z_{н.бj}$ и расходов $Q_{н.бj}$. Характеристики необходимы для расчета напора ГЭС.

3. Уравнения ограничений:

а) по мощности ГЭС и ТЭС

$$P_{Гjt \min} \leq P_{Гjt} \leq P_{Гjt \max} ; \quad (9.8)$$

$$P_{Тt \min} \leq P_{Тt} \leq P_{Тt \max} ; \quad (9.9)$$

б) по уровням бьефов

$$Z_{в.бjt \min} \leq Z_{в.бjt} \leq Z_{в.бjt \max} ; \quad (9.10)$$

$$Z_{н.бjt \min} \leq Z_{н.бjt} \leq Z_{н.бjt \max} . \quad (9.11)$$

Для гидростанции с годовым и сезонным регулированием стока

$$Z_{в.бjt \max} = Z_{НПГ}, Z_{в.бjt \min} = Z_{УМО},$$

где $Z_{\text{нпг}}$ и $Z_{\text{умо}}$ – соответственно уровни нормально подпертого горизонта и мертвого объема водохранилища. Ограничения уровней нижнего бьефа определяются комплексным использованием водных ресурсов гидроузла.

4. Могут также задаваться ограничения системного характера, например по пропускной способности ВЛ:

$$P_{\text{ВЛ}t \text{ min}} \leq P_{\text{ВЛ}t} \leq P_{\text{ВЛ}t \text{ max}}$$

Данная задача является задачей нелинейного программирования. Для ее решения чаще всего применяются следующие методы: покоординатного спуска, градиентные, наискорейшего спуска и др.

Одна из программ носит название РК-78 и разработана во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики. Программа предусматривает возможность одновременной оптимизации режимов до 10 каскадов и 20 ГЭС при учете требований неэнергетических участников комплекса в виде режимных ограничений ГЭС.

Расчет длительных режимов сложных каскадов ГЭС по программе РК-78 основывается на совместной оптимизации длительных и краткосрочных режимов энергосистемы. Оптимизация производится последовательно. Вначале с учетом всех ограничений по ГЭС определяется оптимальный длительный режим ГЭС по критерию максимума выработки гидроэнергии. Затем для полученных среднеинтервальных (среднемесячных) расходов ГЭС для каждого расчетного интервала производится оптимизация краткосрочных режимов ГЭС и ТЭС, при этом учитываются ограничения по ЛЭП, генерируемым мощностям в узлах и балансу активной мощности в системе для каждого часа суток. Далее вычисляются линейные полиномы среднеинтервальных относительных приростов b_{jt} ТЭС в зависимости от изменения месячных расходов ГЭС $Q_{Гjt}$. С учетом полученных характеристик производится дооптимизация длительного режима ГЭС по критерию минимума расхода топлива. Если в результате этого расчета значения расходов воды на ГЭС не вышли из зоны линейной аппроксимации характеристик $b_{jt}(Q_{Гjt})$, то решение принимается за оптимальное, дающее минимум расхода условного топлива. В противном случае необходимо вновь вернуться к расчетам краткосрочного режима в целях уточнения линейных зависимостей $b_{jt}(Q_{Гjt})$ и на их основе произвести вторую дооптимизацию длительных режимов ГЭС и т. д.

Задачи планирования долгосрочных режимов разнообразны, причем имеется тесная связь между долгосрочными и краткосрочными режимами. Если изменяется режим использования водных ресурсов водохранилища (долгосрочная задача), то изменяются и ограничения по водным ресурсам для краткосрочных задач.

Только при взаимоувязанных расчетах долгосрочных и краткосрочных режимов гидроэнергетические ресурсы будут использованы правильно в интересах энергетики и отраслей водного хозяйства, а энергосистема получит максимальный эффект от гидростанций.

Последовательная корректировка режима ГЭС. Информация, которая используется при планировании режима ГЭС с годовой или другой длительной заблаговременностью, имеет вероятностный характер, и поэтому необходимы систематические корректировки режимов при уточнении информации. Тот первоначальный режим, который найден по заданной (модельной) информации, дает режим с параметрами X_1, X_2, \dots, X_n для интервалов времени t_1, t_2, \dots, t_n соответственно. Для каждого интервала времени можно получить прогнозы с определенной заблаговременностью и с их учетом осуществлять оптимизационные расчеты. Расчеты ведутся от достигнутых уровней верхнего бьефа водохранилища на предыдущем интервале, и определяются режимы для всех последующих интервалов. Серия этих расчетов имеет вид матрицы решений:

$$\begin{pmatrix} t_1 & t_2 & \dots & t_n \\ X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n} \\ & X_{22} & \dots & X_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & & X_{nn} \end{pmatrix} \quad (9.12)$$

В качестве X могут выступать любые параметры водно-энергетического режима ГЭС: уровни верхнего бьефа, расходы воды в нижний бьеф, выработка электрической энергии и др.

Обычно последовательные корректировки режимов осуществляются ежемесячно, но в период паводка могут проводиться и на недельных интервалах.

9.3. Методы оптимизации режима водохранилищ одиночной ГЭС и каскада гидростанций

Оптимизация режима водохранилища одиночной ГЭС. Работа одиночной ГЭС в системе является частным случаем. Энергосистем, имеющих одну гидростанцию, не так уж много, но на этом примере легко продемонстрировать особенности общей задачи и показать вывод уравнения оптимизации. Для общего случая алгоритм сложен, и описание его не может быть дано в рамках данной книги.

Рассмотрим концентрированную систему, т. е. систему, в которой все ТЭС представлены одной эквивалентной характеристикой. Система имеет одну гидростанцию, и задача заключается в нахождении оптимального режима ее водохранилища.

Для решения этой задачи предложено множество алгоритмов, основанных на методах нелинейного программирования (Гаусса–Зейделя, динамического программирования, градиентного и др.). Для общей задачи обычно применяются градиентные методы.

Математическая модель этой задачи включает уравнения (9.5)–(9.12), но при $j = 1$ и $K = 1$, т. е. для одной ГЭС и одной эквивалентной ТЭС. Критерием оптимизации является расход топлива системы. В качестве параметра регулирования выбирается объем сработки (заполнения) водохранилища $W_{вt}$. Он может меняться независимо в каждом расчетном интервале времени, за исключением балансирующего. В балансирующем интервале объем определяется балансовым уравнением стока (9.7).

Пусть период оптимизации разбит на $t = 1, 2, \dots, n$ расчетных интервалов, причем интервал n – балансирующий. Вектор независимых переменных

$$Y (W_{в1}, W_{в2}, \dots, W_{вn-1}) . \quad (9.13)$$

Вектор искоемых величин включает мощности ГЭС и объем регулирования водохранилища в балансирующем интервале, т. е.

$$X (P_{Г1}, P_{Г2}, \dots, P_{Гn}, W_{вn}^b) . \quad (9.14)$$

Как следует из (9.14), для задачи требуется $n+1$ уравнений. Балансовые уравнения мощностей (9.6) дают n уравнений, составленных для всех t интервалов. Однако уравнение получаем из баланса стока по (9.7). Следовательно, числа неизвестных и уравнений равны.

Особенности оптимизации режимов каскада гидроэлектростанций. Для советской гидроэнергетики типично каскадное использование ресурсов рек. В нашей стране уже эксплуатируются уникальные каскады ГЭС, построенные на Волге, Днепре, Ангаре и других реках.

Оптимизация режима каскада ГЭС является типичной задачей, решаемой в объединениях и энергосистемах. Остановимся на некоторых особенностях этой задачи.

При оптимизации режимов каскада необходимо учитывать гидравлические связи – связи по расходу. В каскад могут входить ГЭС с различной степенью регулирования. Только в том случае, когда все ГЭС каскада имеют водохранилища многолет-

него регулирования, гидравлические связи выражены слабо, так как каждая ГЭС может вести регулирование в значительной степени независимо. Чем меньше объем водохранилищ, тем сильнее связи, т. е. расходы нижележащих ГЭС зависят от расходов вышележащих ГЭС.

Гидравлические связи имеют асинхронность, так как время добегания волны расходов от одной ГЭС до другой в реальных условиях составляет несколько суток. Время добегания зависит от ряда причин: положения уровня водохранилища, приточности к водохранилищу, скорости и направления ветра, состояния водной поверхности (открытая или закрытая) и др. Все перечисленные причины влияют на скорость воды, а следовательно, и на скорость добегания волны расходов. Например, для Новосибирской ГЭС волна расходов проходит расстояние, равное 200 км, в различных условиях за время от двух часов до трех суток. Учет времени добегания производится в виде среднего значения, что связано с определенной погрешностью мощностей.

Составим уравнения гидравлической связи для примера каскада из трех ГЭС. В каждом расчетном интервале времени можно составить уравнения гидравлической связи между вышележащей ГЭС и ГЭС, расположенной ниже. В нашем случае это уравнение связи между ГЭС I и II, II и III (рис. 9.2). Введем обозначения: Q^{δ} – бытовая приточность к створу верхней ГЭС; Q_I^{np} , Q_{II}^{np} , Q_{III}^{np} – приточность в водохранилище каждой из ГЭС; Q_I^p , Q_{II}^p , Q_{III}^p – расход сброски (заполнения) водохранилища каждой ГЭС. Расходы определены с учетом потерь.

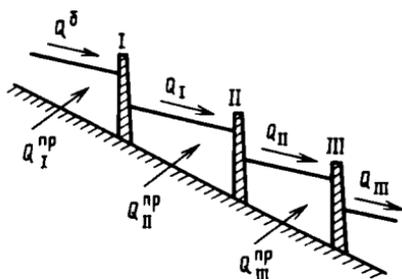


Рис. 9.2. Схема каскада ГЭС

Уравнение гидравлической связи учитывает время добегания волны расходов от вышележащей ГЭС к нижележащей. Тот расход, который в момент t' пропускает ГЭС II, будет зависеть от расхода станции I в момент $t = t' - t_{\text{доб II}}$, где $t_{\text{доб II}}$ – время добегания до ГЭС II. Для ГЭС III будет аналогичный сдвиг и $t'' = t' -$

– $t_{\text{доб III}}$. Расходы каждой ГЭС с учетом связанности по времени будут равны:

$$Q_{I t} = Q_I^{\text{б}} + Q_{I t}^{\text{пр}} \pm Q_{I t}^{\text{в}}; \quad (9.15)$$

$$Q_{II t'} = Q_{I t} + Q_{II t'}^{\text{пр}} \pm Q_{II t'}^{\text{в}}; \quad (9.16)$$

$$Q_{III t''} = Q_{II t'} + Q_{III t''}^{\text{пр}} \pm Q_{III t''}^{\text{в}}. \quad (9.17)$$

При парном решении уравнений (9.15) и (9.16), (9.16) и (9.17) получим уравнения гидравлической связи:

$$Q_{II t'} = Q_I^{\text{б}} + (Q_{I t}^{\text{пр}} + Q_{II t'}^{\text{пр}}) \pm (Q_{I t}^{\text{в}} + Q_{II t'}^{\text{в}}); \quad (9.18)$$

$$Q_{III t''} = Q_I^{\text{б}} + (Q_{I t}^{\text{пр}} + Q_{II t'}^{\text{пр}} + Q_{III t''}^{\text{пр}}) \pm (Q_{I t}^{\text{в}} + Q_{II t'}^{\text{в}} + Q_{III t''}^{\text{в}}). \quad (9.19)$$

Гидростанции одного каскада могут входить в различные энергетические системы. Регулирование стока ГЭС, исходя из требований местных систем, недопустимо. Максимальный эффект может быть получен только при совместном учете требований ко всем ГЭС, что ставит рассматриваемую задачу в число сложнейших в инженерном, алгоритмическом и вычислительном смысле. Действительно, требования к ГЭС определяются и ее ресурсами, а ресурсы могут предопределяться работой вышележащих ГЭС, входящих в другую систему. На режим каскада могут в значительной степени влиять водохозяйственные требования, поскольку, как правило, каскады имеют комплексное значение. Водохозяйственные требования задаются в виде ограничений по расходам и уровням бьефов, они могут быть столь значительными, что предопределяют энергетические режимы гидроузлов. Наконец, необходимо подчеркнуть взаимосвязь гидростанций каскада по напору. Нижний бьеф вышележащей ГЭС является верхним бьефом нижележащей станции. Поэтому режим расходов первой и режим использования водных ресурсов водохранилища второй влияют на напор вышележащей станции.

Как правило, задача оптимизации режимов каскада решается на уровне объединений. Например, режим Ангарского каскада определяется в ОДУ Сибири или режим Волго-Камского каскада определяется в ЦДУ ЕЭС СССР. Решаются эти задачи на больших ЭВМ и требуют большого времени счета.

Математическая модель задачи. Размерность задачи по сравнению с одиночной ГЭС повышается пропорционально числу

станций каскада. Если каскад включает $j = 1, 2, \dots, J$ гидроэлектростанций, то вектор независимых переменных включает

$$Y (W_{B 1,1}, \dots, W_{B 1, n-1}, W_{B 2,1}, \dots, W_{B J,1}, \dots, W_{B J, n-1}), \quad (9.20)$$

где $W_{B 1,1}$ – регулируемый сток водохранилища первой ГЭС в первом расчетном интервале времени; $W_{B 1,2}$ – та же величина для первой ГЭС во втором интервале; $W_{B J,1}$ – та же величина для J -й ГЭС в первом интервале и т. д. Номер расчетного интервала времени $t = 1, 2, \dots, n$, номер ГЭС $j = 1, 2, \dots, J$.

Математическая модель включает следующие уравнения, имеющие аналогию с (9.1)–(9.12):

1. Уравнение цели

$$B = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^n B_{Tkt} (P_{Tkt}) \Delta \tau_t \Rightarrow \min . \quad (9.21)$$

Это же уравнение легко записать в форме (9.5).

2. Уравнения связи:

а) балансовые уравнения мощности для каждого интервала времени (всего n уравнений)

$$P_t = \sum_{k=1}^K P_{Tkt} + \sum_{j=1}^J P_{Gjt} , \quad (9.22)$$

б) балансовые уравнения стока для каждой ГЭС на весь период оптимизации (всего J уравнений)

$$\sum_{t=1}^n W_{н.б Jt} - (\sum_{t=1}^n W_{г Jt} \pm \sum_{t=1}^n W_{в Jt} - \sum_{t=1}^n W_{п Jt}) = 0 ; \quad (9.23)$$

в) уравнения гидравлической связи для двух связанных ГЭС в каждом интервале времени [всего уравнений $(J - 1) n$]

$$Q_{pt} = Q_{(p+1)(t+t_{доб})} , \quad (9.24)$$

где $t_{доб}$ – время добега волны расхода от p -й до $(p + 1)$ -й станции;

г) среднесуточные характеристики k ТЭС

$$B_{kt} (P_{Tkt}) ;$$

д) среднесуточные характеристики каждой ГЭС

$$Q_{Gjt} (P_{Gjt}) ;$$

е) характеристики бьефов ГЭС.

Для верхнего бьефа задаются кривые объемов водохранилища с учетом динамической емкости вида $Z_{в.б j} (V_j, Q_{Gj-1})$. Для

нижнего бьефа кривые связи учитывают подпор, т. е.

$$Z_{н,бj} (Q_{н,бj} Z_{в,бj-1}) .$$

3. Уравнения ограничений:

а) по мощностям ГЭС – (9.9);

б) по мощностям ГЭС – (9.10);

в) по уровням бьефов – (9.11) и (9.12).

В рассматриваемой задаче определяются мощности каждой ГЭС и ТЭС для каждого интервала времени, и в число неизвестных входит также сток в балансирующем интервале каждой ГЭС, следовательно, имеется $n (J + K) + J$ неизвестных, которые определяются.

9.4. Оптимальное использование водных ресурсов гидроузлов комплексного назначения

Гидроузлы чаще всего имеют комплексное назначение, и при совместном использовании водных ресурсов различными отраслями народного хозяйства оптимизация уже не может осуществляться по принципу удовлетворения интересов одной из них, например энергетики. Наиболее типичными задачами комплексного использования гидроузла являются две.

Первая – оптимальное распределение водных ресурсов между компонентами гидроузла по минимуму эксплуатационных затрат комплекса, т.е.

$$I_{к} = I_{э} (W_{г}) + \sum_i I_{вхi} (W_{г}) \Rightarrow \min , \quad (9.25)$$

где $I_{э} (W_{г})$ – эксплуатационные затраты по энергетике, которые зависят от объема используемых водных ресурсов $W_{г}$; $I_{вх}$ – эксплуатационные затраты i -й водохозяйственной отрасли.

Вторая задача – оптимизация нормируемых параметров регулирования водных ресурсов гидроузлов (уровней, расходов, объемов воды). Критерием также являются эксплуатационные затраты, связанные с рассматриваемым параметром $\Pi_{вх}$, т. е.

$$I_{к} = I_{э} (\Pi_{вх}) + \sum_i I_{вхi} (I_{вх}) . \quad (9.26)$$

В условиях изменчивости гидрологической, технической и экономической информации обе эти задачи возникают достаточно часто. В настоящее время они решаются по алгоритмам краткосрочной (вторая задача) и долгосрочной (первая задача)

оптимизации. На параметры комплексного использования накладываются ограничения в виде равенств или неравенств, которые должны в обязательном порядке удовлетворяться.

Задача оптимизации режимов комплексных гидроузлов пока еще в энергосистемах и объединениях не решается систематически. Обычно она возникает в каких-то крайних ситуациях и решается специально. Однако изменения во взглядах на проблему охраны окружающей среды, которые произошли в последнее время, видимо, поставят в ближайшем будущем и рассматриваемую задачу в число важнейших задач эксплуатации гидроузлов. Рассмотрим содержание этой задачи на частных примерах.

Волжский комплекс гидроузлов призван удовлетворять интересы энергетики, сельского хозяйства, речного транспорта, рыбного хозяйства, водоснабжения, санитарного состояния реки и борьбы с наводнениями. Требования этих отраслей противоречивы. Для энергетики целесообразно водные ресурсы водохранилищ использовать зимой, для сельского хозяйства – летом, для речного транспорта – весной, летом и осенью и т. д. Удовлетворение противоречивых требований в какой-то мере достигается перерегулированием стока во времени, которое осуществляется гидроузлами, имеющими сравнительно большие водохранилища. Попуски в нижний бьеф Волжской ГЭС определяют в весеннее время требования рыбного и сельского хозяйства и влияют на рыбопроизводство в течение времени достижения рыбой промысловых размеров (три-четыре года). Каскад Волжских гидростанций аккумулирует паводковые воды, уменьшает существенно максимальные расходы, поступающие в низовья Волги, и, следовательно, может оставить без воды часть нерестилищ рыб. Однако незаполнение водохранилищ Волжских ГЭС влечет за собой серьезные последствия для энергетики. Возникает оптимизационная задача определения рационального попуска в низовья Волги.

Другим примером является энерготранспортное использование сибирских ГЭС. Увеличение навигационного попуска в нижний бьеф в осенне-летний период приводит к сработке водохранилища до наступления зимних нагрузок системы и пережогу топлива в энергосистемах. Издержки по водному транспорту определяются затратами на путевые работы, зависящими от режима расходов на всем протяжении водного пути, и издержками на эксплуатацию флота. При оптимальном решении этой задачи

снижаются эксплуатационные затраты энергосистем, увеличивается участие ГЭС в покрытии максимальных нагрузок системы.

9.5. Оптимизация балансов условного и натурального топлива

Важнейшей оптимизационной задачей энергетики является составление топливно-энергетического баланса. Топливно-энергетические ресурсы энергетики определяются при планировании топливно-энергетического баланса страны. Энергетике выделяются определенные объемы топлива по видам и маркам. Рациональное использование выделенного топлива определяет не только технико-экономические показатели системы, но и эффективность оптимизации режимов системы.

Наиболее качественными видами топлива являются продукты нефтепереработки и газ. Тепловые станции, работающие на этих видах топлива, имеют более высокие показатели по КПД, чем при работе на пылеугольном топливе. Одной из важнейших задач является согласование распределения и потребления выделенных энергоресурсов с позиции максимальной эффективности их использования.

В энергетике на всех уровнях производственного управления составляется баланс по условному и натуральному топливу. Потребность в условном топливе определяется, исходя из плановых значений выработки электроэнергии тепловыми станциями и удельных расходов условного топлива на киловатт-час электроэнергии. По потребностям в условном топливе можно определить потребность в натуральном топливе и составить баланс натурального топлива по системе. Если по условному топливу все тепловые станции равноправны, то по натуральному их возможности резко различаются.

В классической теории оптимизация режимов энергосистем ведется по условному топливу. Рассмотренные раньше задачи распределения нагрузки (см. гл. 6) и выбора состава агрегатов (см. гл. 8) также рассматривались по критерию минимума расхода условного топлива. Топливо резко различается по цене, имеются дефицитные сорта топлива*, существуют марки топли-

*Существует строгая иерархия использования видов топлива.

ва, "замыкающие топливный баланс", и др. Это определяет конъюнктурную топливную политику и требует учета конъюнктурных ограничений.

Характерной особенностью современного топливно-энергетического баланса является необходимость оперативной корректировки планов распределения натурального топлива. Емкость пристанционных складов топлива сравнительно невелика (на несколько суток работы), а средние расстояния по доставке топлива от бассейнов постоянно увеличиваются. Любое нарушение плана, сбой, которые возникают при тяжелых климатических условиях, при организационных нарушениях и пр., требуют перераспределения топливных ресурсов.

Оптимальный баланс по условному топливу. Распределение топлива зависит от распределения электрической и тепловой энергии в системе, от расходов на транспортировку, от складских запасов топлива на станциях и многих других факторов. Одна из математических моделей решения данной задачи разработана ВНИИЭ.

Модель позволяет определять квартальные планы производства электроэнергии электростанциями, требуемые для этого поставки топлива и запасы топлива каждой станции в конце каждого квартала. Основная задача, которая решается, – оптимальное распределение выделенных фондов топлива с учетом складских запасов между электростанциями и определение требуемых ресурсов топлива для выполнения плана по электрической и тепловой энергии. Критерием оптимальности является минимум расхода условного топлива в системе.

Задача разработана для уровня ЕЭС СССР. Для этого ЕЭС разбивается на энергоузлы, включающие различные станции. Каждый энергоузел может иметь ряд концентрированных энергосистем, которые представляются своей эквивалентной характеристикой. Концентрированные системы связаны сетью, в которой учитываются потери энергии и ограничения по перетокам. Тепловые станции каждого узла, работающие на одинаковых видах топлива, эквивалентируются. Учитывается, что станции могут работать на эквивалентных видах топлива (до 20 видов). Режим АЭС, ГЭС, тепловые нагрузки ТЭС, электропотребление по узлам и ЕЭС и все необходимые характеристики задаются.

Математическая модель задачи

1. Уравнение цели

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \sum_{v=1}^k \sum_{t=1}^l B_{i v t} \Rightarrow \min, \quad (9.27)$$

где B_{Σ} – суммарный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по Минэнерго СССР за планируемый период; $B_{i v t}$ – суммарный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии i -й электростанции на v -м виде топлива на t -й расчетный интервал времени (квартал, год); $i = 1, 2, \dots, n$ – номер эквивалентной тепловой станции; $v = 1, 2, \dots, k$ – номер используемого эквивалентного вида топлива; $l = 1, 2, \dots, l$ – номер расчетного интервала времени.

В развернутом виде уравнение цели имеет следующий вид:

$$F = \sum_{i=1}^n \sum_{v=1}^k \sum_{t=1}^l B_{i v t} = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^l (b_{\text{уд } it} \Theta_{it} + b_{\text{уд } itQ} Q_{it}) = \\ = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^l \left(\sum_{v=1}^k (\beta_{it v} b_{\text{уд } it v} \Theta_{it}^{\Sigma} + b_{\text{уд } itQ} Q_{it}) \right) \Rightarrow \min, \quad (9.28)$$

где $\beta_{it v}$ – доля выработки электроэнергии на v -м виде топлива в суммарной выработке i -го объекта в t -м расчетном интервале; Q_{it} – отпуск тепла i -го объекта в t -м интервале; Θ_{it}^{Σ} – суммарная выработка электроэнергии i -го объекта на всех сжигаемых видах топлива; $b_{\text{уд } itQ}$ и $b_{\text{уд } it v}$ – удельные расходы топлива на отпуск тепла и электроэнергии для i -го объекта в t -м интервале времени.

В качестве независимых переменных применяются значения мощностей эквивалентных электростанций. Изменяя мощности, можно изменять режим электростанций в заданном графике нагрузки системы, а изменяя поступление топлива, можно определять оптимальный вариант распределения топливных ресурсов системы.

2. Уравнения связи – эквивалентные характеристики узлов, которые дают связь между мощностью узла и требуемым видом топлива. Расход топлива оценивается в условных единицах.

3. Уравнение ограничений. В задаче учитывается множество ограничений (здесь даются только их перечень и некоторые пояснения):

а) по отпуску электроэнергии и максимальным мощностям электростанций;

б) по балансу энергии в ЕЭС;

в) по балансу мощностей в ЕЭС;

г) по межсистемным потокам мощности;

д) по выполнению планов отпуска электроэнергии и тепла;

е) по возможности снабжения электростанций топливом от заданных месторождений; задается матрица возможных месторождений для поставок топлива электростанциям, сжигающим v -й вид топлива;

ж) по поставкам контролируемого вида топлива; для учета топливной конъюнктуры, т. е. дефицитных видов топлива, вводятся ограничения по его использованию на данном интервале времени;

з) по емкости топливных складов – запас топлива не должен быть меньше страхового значения и больше максимальной емкости склада;

и) по запасам топлива на конец планируемого периода;

к) по поставкам топлива из определенного месторождения; поставки не должны превышать предельную производительность месторождения;

л) по разгрузочным возможностям топливно-транспортных цехов электростанций;

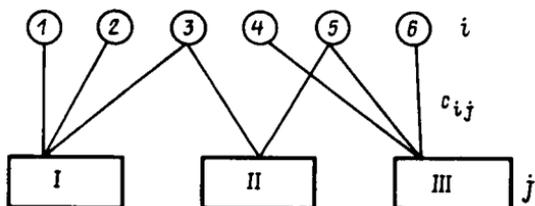
м) по балансу топлива на планируемый год; балансируются выделенные ресурсы и потребность в топливе.

4. Уравнение оптимизации. Для оптимизации используется метод градиентов.

Программа расчетов предусматривает возможность решения задачи для систем, имеющих 150 эквивалентных объектов, 30 электрических узлов, 20 контролируемых ЛЭП, 25 эквивалентных видов топлива. Число расчетных интервалов равно 12. Общее число независимых переменных в каждом расчетном интервале времени может быть равно 600, а суммарное число источников получения топлива не должно превышать 120.

Оптимальный баланс по натуральному топливу. Топливо-энергетический баланс по натуральному топливу может составляться с использованием метода линейного программирования (рис. 9.3). Для i объектов (тепловых станций, групп оборудования, эквивалентных узлов) задаются марки и виды топлива, возможные к использованию, технологические пределы по использованию видов натурального топлива, потребность в услов-

Рис. 9.3. Схема для расчета топливно-энергетического баланса



ном топливе. Для подразделений энергетики от станций до единой системы могут задаваться и конъюнктурные ограничения. Тогда целевая функция имеет вид

$$Ц = \sum_{ijt} B_{ijt} c_{ijt} \Rightarrow \min, \quad (9.29)$$

где c_{ijt} – коэффициенты, учитывающие эффективность использования топлива определенного вида j . Они отражают цены на топливо, КПД его использования на станциях, конъюнктуру и др.

Учитываются также ограничения:

суммарный объем выделенных энергоресурсов должен обеспечить плановое производство электроэнергии;

на определенные объекты должно поступать топливо определенного вида и количества;

поставки топлива должны быть положительные (не отрицательные), что требуется методом линейного программирования.

Эта задача имеет чрезвычайно высокую размерность и может быть решена только с применением эквивалентирования и декомпозиции. Для районной энергосистемы число переменных составляет 100–200. Для снижения размерности блочное оборудование ТЭС группируется по номинальному давлению пара турбоагрегатов, применяются эквивалентные марки топлива, сжигание которых примерно равнозначно для данного оборудования, применяются эквивалентные энергетические характеристики объектов.

Ввиду применения эквивалентирования и ограничений топливно-энергетический баланс может "не получиться", это требует повторных расчетов в целях взаимоувязки всех условий задачи. Современные программы расчетов предусматривают диалоговый режим, что позволяет разработчику выполнять варианты расчетов и получать оптимальный и обоснованный план.

9.6. Долгосрочное планирование балансов мощности и выработки электроэнергии в системе

Долгосрочное планирование балансов мощности и энергии системы в эксплуатации осуществляется с годовой заблаговременностью. Главным образом эта задача решается в целях оценки и планирования расходов топлива по энергосистеме и электростанциям, капитальных ремонтов, межсистемных перетоков, ограничений по режимным параметрам, технико-экономических показателей и др. В зависимости от целей расчетов одни факторы детализируются, другие обобщаются или исключаются. Оптимизация режимов начинается именно при решении долгосрочных задач. Ограничения по ресурсам, наличие располагаемых мощностей, требования к регулируемым мощностям и прочее определяются при долгосрочной оптимизации.

Рассмотрим наиболее распространенные задачи долгосрочной оптимизации балансов мощности и выработки электроэнергии энергосистемы.

Имеются две основные модификации алгоритмов: в первой расчеты режимов производятся по характерным суточным графикам нагрузки, в другой расчеты ведутся только по распределению потребления электрической энергии между станциями системы.

Долгосрочная оптимизация балансов мощностей системы по типовым графикам нагрузки. Рассмотрим энергетическую систему, имеющую ГЭС, ТЭС и КЭС. Для этой системы требуется запланировать состав и режим агрегатов по типовым графикам электрической нагрузки и определить расход топлива системы. Можно совместно оптимизировать режим всех станций, однако при больших погрешностях исходной информации такой подход чаще всего не оправдан. Точность методов расчета оказывается в противоречии с погрешностью исходной информации, поэтому возможны упрощения, рассмотренные ниже.

При оптимизации режима системы на длительные периоды выработка электроэнергии ГЭС задается для определенных условий по водности (чаще всего для средневодных условий). Учитывая большие погрешности плановой выработки электроэнергии (год в действительности может быть любой водности), делают допущение о применимости приближенных способов распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС системы – используют распределение по принципу максимального вытеснения мощностей ТЭС.

Режим ТЭЦ системы определяется в основном тепловыми нагрузками, которые при годовой заблаговременности также имеют значительную неопределенность. Поэтому для регулируемых мощностей ТЭЦ можно использовать нормативные характеристики удельных расходов топлива на электрическую энергию и, следовательно, не решать задачу выбора состава их агрегатов.

Ряд электростанций имеет вынужденный режим, например АЭС, ГЭС в период паводка, некоторые крупноблочные КЭС и др. Они в оптимизации не участвуют. Но для тепловых станций, пригодных к регулированию, оптимизируются и состав, и распределение нагрузки.

Состав оборудования КЭС можно определить на основе библиотеки характеристик (естественно, что библиотеки построены с использованием оптимизационных методов).

С учетом сказанного принимается следующая постановка задачи: необходимо определить режим станций системы и выбрать состав оборудования КЭС по минимуму расхода топлива системы при выполнении всех ограничений. Математическая модель задачи имеет следующий вид:

1. Уравнение цели

$$B = \sum_t B_t (\varphi_{Гt}, \varphi_{Тt}, \varphi_{Кt}) \Rightarrow \min, \quad (9.30)$$

где $\varphi_{Гt}, \varphi_{Тt}, \varphi_{Кt}$ – векторы параметров режима ГЭС, ТЭЦ и КЭС соответственно.

2. Уравнения связи:

а) расходные характеристики КЭС типа $B(P)$, представленные в библиотеке и заданные для различных составов оборудования;

б) характеристики удельных нормативных расходов топлива на электрическую энергию для всех ТЭЦ системы типа $b_{удj}(P_j)$.

3. Уравнения ограничений:

а) балансовые уравнения мощности

$$P_t = \sum_i P_{Гit} + \sum_j P_{Тjt} + \sum_d P_{Кdt} \pm P_{Пt}, \quad (9.31)$$

где i, j, d – номер ГЭС, ТЭЦ, КЭС соответственно; $P_{Пt}$ – переток мощности из соседних систем;

б) условия обеспечения резервной мощности

$$P_{рез} \leq \left(\sum_i P_{Гpit} + \sum_j P_{Тpjt} + \sum_d P_{Кpdt} \right) - P_t, \quad (9.32)$$

где $P_{Гpit}, P_{Тpjt}, P_{Кpdt}$ – располагаемые мощности станций;

в) ограничения по допустимым мощностям станции;
 г) ограничения по среднеинтервальной и базовой выработкам электроэнергии ГЭС:

$$\left. \begin{aligned} \mathcal{E}_{\Gamma it} &= \mathcal{E}_{\Gamma itz}; \\ \mathcal{E}_{\Gamma it}^b &= \mathcal{E}_{\Gamma itz}^b, \end{aligned} \right\} \quad (9.33)$$

где $\mathcal{E}_{\Gamma it}$, $\mathcal{E}_{\Gamma itz}$ – планируемая и заданная среднеинтервальные выработки электроэнергии i -й ГЭС в t -м интервале времени; $\mathcal{E}_{\Gamma it}^b$, $\mathcal{E}_{\Gamma itz}^b$ – базовые выработки электроэнергии, определяемые водохозяйственными требованиями;

д) ограничения по тепловой нагрузке ТЭЦ

$$Q_{Tjt} = Q_{Tjtz}, \quad (9.34)$$

причем Q_{Tjt} , Q_{Tjtz} – планируемая и заданная тепловые нагрузки j -й ТЭЦ в t -м интервале времени.

4. Уравнение оптимизации отражает выбор наилучшей характеристики КЭС из библиотеки эквивалентных характеристик группы электростанций, определение вынужденного режима ТЭЦ и распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС системы упрощенными методами.

Задача решается в виде взаимосвязанного комплекса подзадач.

Первая подзадача – определение режима ГЭС. Принимается, что ГЭС в балансе системы используется по принципу максимального вытеснения мощностей ТЭС. Гидростанции при этом используются максимальным образом в пиковой части графика нагрузки системы, и режим их мощностей назначается так, чтобы ТЭС системы имели наименьшую максимальную мощность. На рис. 9.4 показано использование для этих целей интегральной кривой нагрузки (ИКН). Этот метод успешно применяется и для группы ГЭС.

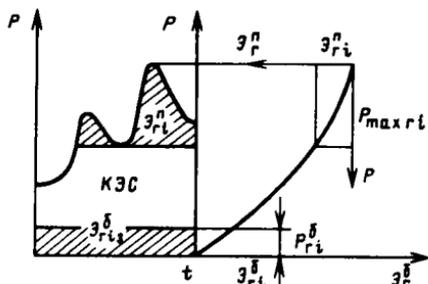
В пик графика нагрузки выписывается выработка каждой i -й ГЭС

$$\mathcal{E}_{\Gamma i}^n = \mathcal{E}_{\Gamma iz} - \mathcal{E}_{\Gamma iz}^b,$$

а в базовую часть – выработка $\mathcal{E}_{\Gamma iz}^b$, при этом проверяются ограничения (9.33).

Этот способ распределения чрезвычайно прост, но, конечно, не корректен. Например, ТЭС системы могут иметь излишне большой диапазон регулирования мощностей (от минимальной до максимальной), что может потребовать смены состава работаю-

Рис. 9.4. Определение режима ГЭС по интегральной кривой нагрузки



щего оборудования ТЭС, не учитываются потери мощностей в сетях и др. Однако эта методика в большинстве случаев дает приемлемые для практики результаты, поэтому и возможно ее использование.

Вторая подзадача – определение графика мощностей и показателей станций по вынужденному режиму. Определяются базовая и регулирующие мощности ТЭЦ. Базовая мощность ТЭЦ – вынужденная и определяется тепловыми нагрузками в соответствии с (9.34). Конденсационная мощность ТЭЦ может использоваться как регулирующая, поэтому для нее задаются нормативные характеристики удельных расходов топлива на электрическую энергию. Характеристики линеаризуются, и строится суммарная эквивалентная характеристика регулирующей мощности ТЭЦ, по которой легко получить рекомендации о режиме использования регулирующих мощностей отдельных станций.

Третья подзадача – определение режима КЭС. Задача рассматривается как внутростанционная. По полученным графикам нагрузок КЭС (рис. 9.4) из библиотеки выбираются вначале такие характеристики, которые не приводят к смене составов в течение периода оптимизации. Когда таких характеристик нет, выбираются априорно характеристики со сменой составов.

Четвертая подзадача – распределение нагрузок между регулирующими тепловыми станциями системы. В этой подзадаче с использованием, например, метода динамического программирования или неопределенных множителей Лагранжа строится эквивалентная характеристика всех КЭС. Только в том случае, если мощность всех КЭС недостаточна для бездефицитных балансов системы, используется регулирующая мощность ТЭЦ, причем ТЭЦ загружается в очередности, определяемой эквивалентной характеристикой.

При необходимости состав подзадач может быть расширен за счет подзадачи построения эквивалентной характеристики

ГЭС, например, по алгоритму динамического программирования.

Эквивалентная характеристика ГЭС может потребоваться и при расчете режимов системы, когда возникает подзадача распределения мощности между гидравлическими и тепловыми станциями системы.

На основе расчетов типовых суточных графиков нагрузки системы определяются выработка электроэнергии и расход топлива различных станций.

Долгосрочная оптимизация балансов выработки электрической энергии. В этой задаче порядок расчета сохраняется таким же, как и в предыдущей, но рассматривается только баланс энергии. Распределение производства электроэнергии осуществляется между регулируемыми тепловыми станциями.

Постановка задачи. Система имеет $i = 1, 2, \dots, k$ тепловых электростанций. Известна выработка электрической энергии по системе в целом для месячных (либо более продолжительных) интервалов $t = 1, 2, \dots, n$ из общего периода оптимизации T . Требуется составить баланс выработки электрической энергии системы и определить для него расход условного топлива по электростанциям и системе в целом. Станции заданы статистическими энергетическими характеристиками.

Математическая модель задачи имеет следующий вид.

1. Уравнение цели

$$B_T = \sum_t \sum_i \bar{B}_{ti} \Rightarrow \min . \quad (9.35)$$

Поскольку интервалы $t = 1, 2, \dots, n$ независимы, то оптимизацию можно вести по условию минимума расхода условного топлива системы для каждого интервала, т. е. условию

$$B = \sum_i \bar{B}_i \Rightarrow \min . \quad (9.36)$$

2. Уравнения связи – энергетические характеристики вида $\bar{B}_i(\Theta_i)$, причем \bar{B} – средний расход топлива на интервале выработки электроэнергии Θ .

3. Уравнения ограничений:

а) уравнение баланса энергии системы для каждого t -го интервала, т. е.

$$\Theta = \sum_i \Theta_i ; \quad (9.37)$$

б) уравнение ограничений по энергии

$$\mathcal{E}_{\text{ТФ}i} \leq \mathcal{E}_i \leq \mathcal{E}_{\text{Гот}i} ; \quad (9.38)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ТФ}i}$ – вынужденная выработка электрической энергии тепловых станций, например, по теплофикационному циклу; $\mathcal{E}_{\text{Гот}i}$ – выработка, определенная исходя из готовности станции к несению нагрузки.

4. Уравнение оптимизации может быть составлено либо по методу относительных приростов, либо по методу динамического программирования.

При использовании метода относительных приростов оптимизация осуществляется по условию

$$\bar{b}_1 = \bar{b}_2 = \dots = \bar{b}_k = \text{idem}, \quad (9.39)$$

где $\bar{b}_i = \frac{d\bar{B}}{d\mathcal{E}}$.

При применении метода динамического программирования используется основное уравнение для построения оптимальной эквивалентной характеристики

$$\bar{B}_{\text{ЭК}} = \min \{ \bar{B}_i(\mathcal{E}_i) + \bar{B}_{i-1}(\mathcal{E}_{i-1}) \}, \quad (9.40)$$

где i – номер шага оптимизации.

9.7. Оптимальное планирование ремонтов энергетического оборудования

Организация ремонта оборудования. Ремонт энергетического оборудования играет важную роль в обеспечении бесперебойности и экономичности энергоснабжения. Ремонт – это работа по поддержанию оборудования в состоянии эксплуатационной готовности и сохранению им номинальной мощности и необходимых эксплуатационных качеств. Ремонты характеризуются высокой трудоемкостью (свыше половины эксплуатационного персонала составляет персонал ремонтных служб и предприятий), высокой стоимостью (капитальный ремонт блока 300 МВт стоит около 2,9 млн. руб.) и большой материалоемкостью (на ремонт такого блока тратится 1,1 тыс. т материалов).

Различают капитальный, текущий и средний ремонты. Капитальный ремонт связан со сменой крупных и ценных частей (узлов). При нем проводятся полная ревизия состояния агрегата,

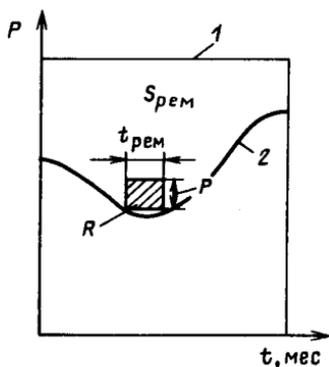


Рис. 9.5. К определению ремонтной площади в годовом графике:

1 — располагаемая мощность энергосистемы;
 2 — максимальная нагрузка с учетом резервов мощности; R — ремонтная площадка одного агрегата с мощностью P_r и временем ремонта $t_{рем}$

анализ причин повреждения, проверяется состояние металла элементов котла. При капитальных ремонтах может проводиться частичная модернизация оборудования. Текущий ремонт выполняется для поддержания оборудования в рабочем состоянии между капитальными ремонтами. Он включает разборку, ревизию и чистку агрегатов, ремонт и замену деталей, регулировку и испытание агрегата. Между двумя капитальными ремонтами энергоблоков обычно выполняется средний, или расширенный, текущий ремонт.

Режимы энергосистем прямо зависят от того, какие агрегаты находятся в ремонте, в какое время осуществляются ремонтные работы и какова их продолжительность. Это требует взаимосвязанного решения задач планирования балансов мощности, энергии и проведения ремонтов. График ремонтных работ должен составляться с учетом требований к режимам энергосистем.

Ремонтная площадь годовых графиков максимальных мощностей — понятие, которое определяет возможности системы по выполнению ремонтов. На каждый календарный период в энергосистеме известны максимальная нагрузка и располагаемая мощность электростанции (рис. 9.5). Это дает возможность определить ремонтную площадку на годовом отрезке времени. Планирование ремонтов осуществляется в границах ремонтной площадки. В годовом разрезе планируются капитальные и средние ремонты. Текущие ремонты осуществляются в дни с пониженной нагрузкой (воскресенье, праздничные и пр.) и планируются оперативно. Далее будет рассматриваться только задача планирования капитальных и средних ремонтов.

Достаточность зоны провала. Прежде чем приступить к поиску оптимального графика, следует проверить достаточность ре-

монтажной площади $S_{\text{рем}}$ для осуществления ремонта. Для этого проверяется условие

$$S_{\text{рем}} \geq \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_{\text{рем}i}}{k_{\text{пр}}} , \quad (9.41)$$

где $t_{\text{рем}}$ – нормативная продолжительность ремонта; $k_{\text{пр}} = 0,85$ – коэффициент полезного использования площади провала.

Содержание задачи составления плана проведения капитальных и средних ремонтов зависит от уровня ее решения. На уровнях ЦДУ и ОДУ распределяются между энергосистемами ремонтные площадки. В этой задаче согласуется общий объем ремонтных работ с балансами мощности. Если ремонтная площадка мала, то либо сокращается объем ремонтных работ, что вызывает снижение надежности оборудования, либо вводятся ограничения (лимиты) мощности для потребителей энергосистем. Если резервы системы достаточны, то ремонты выполняются полностью. В современных условиях резервы ЕЭС СССР недостаточны, и поэтому задача распределения ремонтной площадки приобрела большую значимость. Этим и объясняется необходимость решения ее с позиции интересов всей энергетики на уровнях единой и объединенной энергосистем. Здесь же кроется и причина большого влияния этой задачи на режимы энергосистем и электростанций.

Критерием оптимальности при составлении графиков средних и капитальных ремонтов являются затраты, включающие затраты на выполнение ремонтных работ и на топливо. При заданном объеме ремонтных работ затраты на их выполнение можно считать не зависящими от времени проведения ремонтов, и тогда критерием оптимизации будет расход топлива системы. График проведения ремонтов будет оптимальным, если расход топлива будет минимальным при прочих равных условиях.

Задача определения плана капитальных и средних ремонтов имеет дискретные переменные – мощности котлов, турбин, блоков и других агрегатов. На высоких уровнях ЦДУ и ОДУ учесть все разнообразие дискретных параметров чрезвычайно трудно, и поэтому ремонтируемое оборудование разбивается на укрупненные группы. В применяемых программах число групп всего 15. С учетом мощностей и сроков выполнения ремонтных работ групп агрегатов осуществляется заполнение выделенной ре-

монтажной площадки. Такая задача последовательно детализируется от ЦДУ к ОДУ и районным энергосистемам. При оптимизации каждый вариант заполнения ремонтной площадки оценивается по расходу топлива системы, поскольку режимы всей системы зависят от того, "что и когда" ремонтируется.

Математическая модель задачи. Рассмотрим задачу, когда заявленное для ремонта оборудование может быть полностью размещено на ремонтной площадке.

1. Уравнение цели

$$B = \sum_t \sum_r B_{tr}(P_r) x_{tr} \Rightarrow \min . \quad (9.42)$$

2. Уравнения связи $B_r(P_r)$ – эквивалентные среднеинтервальные энергетические характеристики, которые могут быть получены предварительно.

3. Уравнения ограничений:

по заданной длительности ремонта каждого агрегата

$$\sum_t x_{tr} + t_{рем r} = \tau_r ; \quad (9.43)$$

по максимальному числу агрегатов, которые могут одновременно находиться в ремонте в t -м интервале;

по максимально возможному снижению располагаемой мощности системы в t -м интервале;

по диапазону сроков проведения ремонта;

по одновременному ремонту агрегатов одной группы и пр.

Условные обозначения: B_{tr} – расход топлива агрегатами группы; r – номер группы ремонтируемых агрегатов; t – номер расчетного интервала времени длительностью Δt ; x_r – вспомогательная переменная, которая равна 1, если r -й агрегат ремонтируется в t интервале, равна 0, если он не ремонтируется.

Решение изложенной задачи требует применения комбинаторных методов, в которых рассматриваются варианты возможных комбинаций ремонтируемых агрегатов в различные сроки. Число возможных вариантов равно n^m (n – число интервалов, m – число ремонтируемых агрегатов). Сокращение числа вариантов достигается применением направленного перебора. Могут быть различные схемы направленного перебора. В одном из алгоритмов направленный перебор организуется с использованием приоритетной последовательности вывода агрегатов в ремонт. Приоритетом самого высокого уровня обладают агрегаты, ремонт которых обязателен или имеет наибольшее значение

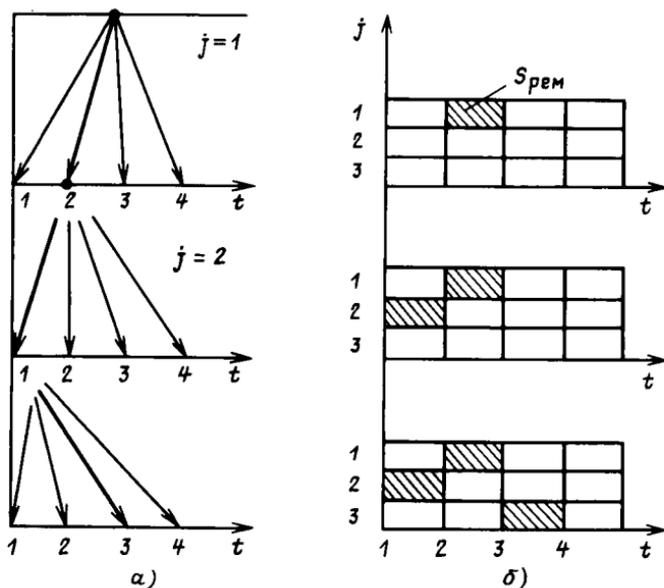


Рис. 9.6. Схема вариантных расчетов при построении графика ремонтов оборудования:

а — схема направленного перебора; б — графики ремонтов; штриховкой показана ремонтная площадка для агрегата

для энергосистемы. Уровень приоритетов может рассчитываться или задаваться. При расчете можно использовать показатели $\Delta B / \Delta P_j$ — относительные приросты изменения топлива в системе при выводе в ремонт каждого агрегата.

Порядок вариантных расчетов (рис. 9.6). Допустим, известна приоритетная очередность вывода в ремонт трех агрегатов $j = 1, 2, 3$. Сначала рассматриваются все возможные варианты сроков вывода в ремонт первого агрегата $j = 1$. По критерию (9.42) определяется наилучшее решение (в нашем примере это соответствует второму интервалу $t = 2$). Аналогично определяется срок вывода в ремонт второго агрегата $j = 2$ и затем третьего.

Все варианты, которые не удовлетворяют ограничениям, отбрасываются, что сокращает расчеты. Если на каком-то этапе расчетов выясняется, что нет ни одного решения, удовлетворяющего ограничениям, то вносятся определенные коррективы в решение верхнего уровня, для чего меняются сроки начала ремонта. Может быть случай, что решение так и не получилось, тогда выдается соответствующая информация, которая позволяет откорректировать объем ремонтов или ввести ограничения по нагрузке потребителей.

Приведенный вариантный алгоритм является приближенным, но позволяет найти сравнительно хорошее решение из большого числа возможных вариантов графиков капитальных и текущих ремонтов.

9.8. Планирование и учет ремонтных работ в АСУ

Для планирования ремонтов оборудования и ВЛ широко применяются ЭВМ. Ход ремонта также учитывается с помощью ЭВМ. Учет ремонтных работ позволяет более полно оценивать объемы производственных работ. Он улучшает систему финансовой отчетности, выявляет распределение рабочего времени и улучшает планирование капитальных ремонтов. Рассмотрим планирование и учет ремонтных работ на примере электрических сетей.

Карта капитальных ремонтов. Основным первичным документом является специально разрабатываемая карта капитальных ремонтов (ККР), в нее заносятся данные, характеризующие:

адрес объекта и дату начала работы;

длительность отключения, проезда к рабочему месту, подготовки к началу работ;

затраты на ремонт — трудовые затраты, используемая техника (в машино-часах) по видам, задаваемым шифрами, объем проделанной работы данного вида (шифра);

номера заменяемых опор (шифр заменяемого оборудования).

Особенности обработки ККР на ЭВМ. Информация по капитальному ремонту не является оперативной. Ее можно передавать в ВЦ РЭУ по телетайпу или по почте. Перфорация, ввод и формирование массива учета капитального ремонта проводятся как обычно. Однако в обработке информации есть свои особенности. Они заключаются в том, что в память ЭВМ дополнительно вводится справочник удельных единичных расценок. Он включает название работы и ее шифр, стоимость единицы работы, величину нормативных затрат труда и заработную плату на единицу работы. Это позволяет проводить сопоставление действительных (отчетных) и плановых показателей по ремонту. С помощью справочника можно рассчитать и напечатать смету затрат на предстоящий ремонт.

Выходные документы. В зависимости от требования на обработку выходные документы могут составляться по месту проведения работы (по объекту), по объему выполненных работ, по количеству израсходованного материала данного вида. Могут представляться данные об использовании механизмов и людей.

Составление планов-графиков эксплуатационно-ремонтных работ. Исходным документом является акт дефекта, составленный по данным осмотра и анализа действия оборудования. Акт содержит список (с цифрами) необходимых работ и их количественные оценки. На отдельные работы составляются калькуляции, определяются стоимость работы и необходимое количество рабочей силы, материалов и оборудования. Для удобства все работы условно делят на подготовительные (транспортировка оборудования — опор и приставок, предварительная сборка и т. д.) и ремонтные. При расчете потребности в рабочей силе следует учитывать время доставки персонала на объект.

Планы-графики составляются для разного оборудования с учетом установленной периодичности ремонтов. Определяется потребность в материале, рабочей силе, в механизмах и транспортных средствах. Разрабатываются сметы, наряды, акты о выполнении работ. Задача учета ремонта обычно связана информационно с задачами учета технического состояния оборудования. Состояние оборудования корректируется с учетом проведенных плановых и внеплановых ремонтов.

Составление смет на ремонт. Затраты на капитальный ремонт находятся умножением объема работ, предусмотренного планом-графиком, на единичные

расценки по каждому виду затрат, суммированием по видам работ для каждого объекта и по группе объектов. Предусматривается определение затрат по статьям — заработная плата персонала, транспортные расходы, материалы. Выдаются следующие документы: смета на капитальный ремонт, сводка трудозатрат и затрат на заработную плату, спецификация материалов и заявка на материалы, расшифровка к плану работ по капитальному ремонту.

Расчет сетевых графиков проведения ремонтных работ. Задача включает разработку сетевых графиков проведения ремонтных работ, оперативный контроль за проводимыми работами, изменения графиков с учетом ограничений по материальным и трудовым ресурсам.

Вопросы для самопроверки

1. В чем содержание задачи длительной оптимизации режима водохранилища ГЭС?

2. Как задача краткосрочной оптимизации режима энергосистемы увязана с задачей долгосрочной оптимизации режима водохранилища ГЭС?

3. Как осуществляется последовательная корректировка режима водохранилища при уточнении исходной информации?

4. Какие особенности имеет задача оптимизации режима каскада ГЭС по сравнению с оптимизацией режима одиночной ГЭС?

5. Что такое комплексное использование водных ресурсов ГЭС?

6. Почему составляется баланс по условному и натуральному топливу в энергосистемах? Как оптимизируются эти балансы?

7. Как и с какой целью оптимизируются балансы мощностей и электроэнергии с годовой заблаговременностью?

8. Какие частные подзадачи решаются при составлении балансов мощности с годовой заблаговременностью? В какой очередности используются различные станции при заполнении графика нагрузки?

9. Какими методами составляется оптимальный график выполнения ремонтных работ в энергосистеме?

10. Как учитываются ремонтные работы, наличие основного оборудования, средств управления и другие показатели в АСУ?

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ
И ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

**10.1. Техничко-экономическое планирование
в энергосистемах**

Система планирования в энергетике. Основная цель плановых расчетов заключается в увязке народнохозяйственной потребности в электрической и тепловой энергии с производственными ресурсами и возможностями энергетических предприятий. В энергетике планирование ведется по принципам "от потребности к ресурсам" и "от ресурсов к потребностям". Первый принцип отвечает полному (бездефицитному) удовлетворению нужд потребителей энергии, второй – наоборот. В дефицитных системах могут возникнуть ограничения при недостатке топливных ресурсов, из-за ограничений по гидроэнергетическим ресурсам ГЭС, из-за ограничений по передаче энергии между энергосистемами и др.

Планирование всегда имеет многоступенчатый характер, и цикл "план – коррекция плана" многократно повторяется.

Балансовый метод планирования. Балансовый метод является основным средством координации планов производства и потребления различных видов энергии. Для эксплуатируемых энергосистем составляются балансы отдельных видов энергии (электрической и тепловой), мощностей, отдельных видов натурального и условного топлива, сводные топливно-энергетические, которые составляются в переводе всех видов энергии в условное топливо.

Балансовая задача – оптимизационная. В ней определяются задания по мощности и выработке электроэнергии отдельным станциям по критерию минимума затрат в энергосистеме. На основании балансов определяются плановые технико-экономические показатели энергосистемы и электростанций и составляются основные плановые документы.

Техпромфинплан. Основным документом технико-экономического планирования является техпромфинплан, который включает задания государственного плана по видам продукции отрасли и мероприятия по их выполнению. Техпромфинплан составляется на год и имеет такие разделы: основные показатели производственно-хозяйственной деятельности предприятия

тия, план производства и реализации продукции, план повышения эффективности производства, плановые технико-экономические нормативы и нормы, план капитального строительства, план материально-технического снабжения, план по труду и заработной плате, план по прибыли, издержкам производства и рентабельности, план по фондам экономического стимулирования, финансовый план.

Центральное место занимает план производства и реализации продукции. Он в значительной мере определяет планы всех других разделов. Этот план содержит директивные задания к отрасли со стороны народного хозяйства и отражает мероприятия по использованию производственных мощностей системы. При составлении этого плана решается весь комплекс режимных задач: оптимизация режимов водохранилища ГЭС, наивыгоднейшее распределение нагрузки в энергосистеме, выбор состава работающего оборудования и многие другие.

Стадии планирования. Техничко-экономическое планирование характеризуется определенной иерархичностью во времени. На первых этапах решаются задачи развития энергетического хозяйства страны и отдельных районов. Существует три этапа решения таких задач.

1. Долгосрочное прогнозирование на 20–25 лет. На этом этапе определяются основные требования к развитию энергетической отрасли с учетом производительных сил общества, развития новой техники, освоения новых энергетических ресурсов и др.

2. Краткосрочное прогнозирование на 10–15 лет. На этой стадии решаются задачи формирования структуры генерирующих мощностей, выбора основных схем электропередач, основных параметров электростанции и др. Режимные задачи здесь играют вспомогательную роль и решаются по упрощенным алгоритмам. Например, в расчетах принимаются средние энергетические показатели станций (КПД, удельный расход топлива и др.), средние значения потерь мощности в электрических сетях и т. д. Все это оправдано тем, что информация на этих стадиях имеет неопределенный и вероятностный характер.

Для условий эксплуатации выделяются два этапа: планирование и оперативное управление. Удельный вес и значимость режимных задач на этих этапах значительно выше.

3. Текущее планирование на 1–5 лет. На этом этапе планируются технические и хозяйственные мероприятия по эксплуатации систем. Оптимизационные режимные задачи при этом вы-

полняются в полном объеме и многократно. Вначале составляется заявочный план, который передается вышестоящим органам управления для более правильного задания контрольных показателей плана. Затем при начальном задании контрольных показателей составляется проект плана, который может еще изменяться вышестоящими инстанциями. Следующим этапом является составление основного плана, уже учитывающего утвержденные контрольные показатели. Плановые показатели даются с разбивкой по месяцам и кварталам текущего года.

4. Оперативное планирование на сутки, неделю, месяц, квартал. На этом этапе основная роль принадлежит технологическим задачам и техническим мероприятиям.

Задачи планирования. Основные технико-экономические показатели энергетических предприятий и энергосистем определяются при решении задач, входящих в различные разделы техпромфинплана. Их можно представить в виде характерных групп.

Первая группа – задачи планирования объема производства, т. е. расчета расходной части балансов электрической и тепловой энергии. В их числе задачи планирования:

электропотребления системы, группы потребителей, крупных потребителей;

теплопотребления по системе, отдельным ее районам, отдельным потребителям;

потерь электроэнергии в сетях системы, по отдельным сетевым районам, по межсистемным связям;

потерь тепловой энергии по системе и отдельным районам;

потребления электроэнергии на собственные нужды станции и по системе в целом;

потребной выработки электроэнергии и перетоков в другие (из других) системы (систем).

Вторая группа – планирование режима производства. В их числе планирование:

характерных графиков электрической нагрузки системы, ее отдельных районов, отдельных потребителей;

характерных графиков тепловой нагрузки системы, ее отдельных районов, отдельных потребителей;

графиков перетоков мощности внутри объединения или между районами энергосистемы, имеющими слабые связи.

Третья группа – планирование использования энергетических ресурсов и производственных мощностей системы;

оптимизация использования гидроэнергетических ресурсов ГЭС;

распределение потребной выработки электроэнергии между электростанциями системы с учетом перетоков энергии из других систем (планирование балансов электроэнергии);

планирование графиков капитальных ремонтов оборудования;

планирование располагаемых мощностей системы;

планирование балансов мощностей системы для характерных графиков нагрузки.

Четвертая группа – планирование использования топливных ресурсов энергосистемы:

определение топливного баланса по условному топливу;

определение балансов по видам натурального топлива для предприятий системы;

определение расхода условного топлива на производство электрической и тепловой энергии с расчетом удельных показателей.

Пятая группа – планирование эксплуатационных издержек на производство электрической и тепловой энергии:

планирование отдельных составляющих и суммарных затрат на производство электрической и тепловой энергии;

планирование себестоимости электрической и тепловой энергии, полезного отпуска, прибыли, фондов экономического стимулирования.

Шестая группа – задачи анализа технико-экономических показателей.

На основании решения перечисленных задач формируются основные технико-экономические показатели станций и энергосистемы, в их числе:

выработка электрической и тепловой энергии;

коэффициент готовности станции к несению электрической и тепловой нагрузки;

удельный расход условного топлива и воды на киловатт-час электрической энергии и на единицу тепловой энергии;

себестоимость электрической и тепловой энергии;

прибыль и рентабельность энергосистемы.

Технико-экономические показатели характеризуют эффективность технологического и производственного процессов отдельных предприятий и энергосистемы в целом. Оптимизационные расчеты являются экономико-математической базой пла-

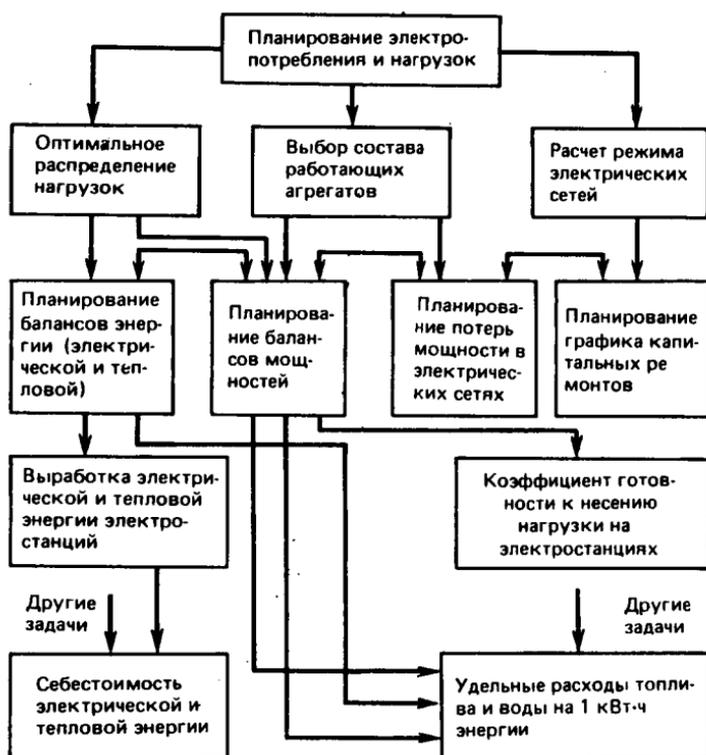


Рис. 10.1. Схема плановых расчетов режимов и технико-экономических показателей системы

нирования. На рис. 10.1 дана схема плановых расчетов. В ней показано место основных режимных задач, рассмотренных в предыдущих главах.

10.2. Модели прогнозирования технико-экономических показателей

План и прогноз. Система управления и планирования экономикой включает в качестве одного из своих элементов разработку прогнозов развития народного хозяйства. Прогнозирование выступает при этом как форма познания и предвидения объективных процессов развития народного хозяйства в их количественной, конкретной форме.

Цель прогнозирования заключается в выявлении и предвидении объективных тенденций развития народного хозяйства.

Не все объективные процессы поддаются планированию. Например, не могут быть предметом общественного планирования демографические процессы и текущий спрос населения на предметы потребления, который хотя и может регулироваться плановыми решениями в области производства предметов потребления, цен, доходов, но в первую очередь обусловливается непланируемым поведением потребителей. Развитие внешнеэкономических связей зависит наряду с другими факторами от состояния мирового капиталистического рынка, которое не планируется. Следовательно, существуют различного рода объективные процессы, которые могут и должны прогнозироваться, но не могут рассматриваться как объект прямого планового руководства.

Прогнозирование и планирование различны по функциям. Планирование – процесс принятия и практического осуществления решений. Прогнозирование – процесс формирования научных предпосылок для принятия плановых решений.

Два принципа прогнозирования. В прогнозировании имеются два универсальных принципа – *генетический и нормативный*. Генетический подход отражает наличие устойчивых тенденций в прогнозируемом процессе, которые придают развитию в определенной мере инерционный характер. Любое предвидимое явление или процесс имеют свои истоки в прошлом и настоящем, свое происхождение – генезис. Как бы будущее состояние ни отличалось от прошлого и настоящего, оно всегда с ним связано, хотя и в иных соотношениях, в системе новых связей. Нормативный (целевой) подход характеризует другой аспект прогнозируемых процессов – их управляемость. Управляемость процесса зависит от целей, которые могут задаваться нормативами, траекторией перехода из одного состояния к другому и другими формами.

Генетический подход реализуется в основном через систему экономико-математических моделей эконометрического типа. *Эконометрические модели* основаны на обработке статистической информации, относящейся к прошлому. В эти модели могут быть также включены отдельные переменные на основе специального анализа.

Исходной базой целевого прогноза служат цели долгосрочного развития, которые выражаются в системе социальных нормативов. Целевой прогноз должен быть согласован с генетическим.

Методы прогнозирования. Они делятся на качественные и количественные. Качественные методы основаны на логическом анализе объекта прогнозирования, исходят из общих закономерностей развития или поведения объекта и предназначаются, как правило, для долгосрочных проблем. Такие методы опираются на информацию, полученную от компетентных специалистов (экспертов), и являются эвристическими.

Количественные методы заключаются в статистическом анализе материала для определенного объекта.

Качественные методы разнообразны и получили широкое распространение. Сбор и обработка мнений экспертов дают надежную, а иногда и единственную информацию о прогнозе. Хорошие результаты дают методы коллективной оценки, например метод "мозговой атаки". Здесь группа специалистов коллективно обсуждает какую-либо проблему, причем запрещается всякая критика в адрес идей коллег. Сюда же относятся методы допроса, суда и пр. Могут быть и аналитические методы, например метод аналогий. Он построен на сравнении близких по физическим свойствам процессов, но протекающих в разных условиях. Такой метод применяется для прогнозирования развития энергетики в одной стране по фактическим данным другой. К аналитическим относится и метод дерева целей. Он основан на анализе множества целей, необходимых для реализации прогнозируемого события. Анализ может проводиться различно. Если анализируется сам факт свершения события, ветвям "дерева" приписываются оценки 0 или 1, и с помощью аппарата математической логики получаются оценки свершения события.

Наиболее широкое распространение в эксплуатируемых энергосистемах получили количественные методы, в их числе корреляционно-регрессионные, факторные, основанные на теории распознавания образа, экстраполяции, интерполяции и др.

Для многих объектов инерционность оказывает значительное (если не решающее) влияние на развитие объекта или процесса. В этих случаях методы корреляционного и регрессионного анализа позволяют обнаружить тенденции. Они могут быть экстраполированы для получения прогноза. Методы факторного анализа позволяют более полно, чем регрессионные, учесть взаимосвязи внутренних параметров объекта. Прогнозирование на основе факторных моделей заключается в распространении связей между факторами на будущее. Экстраполяция осуществляется путем подбора функции, описывающей ретроспекцию (прошлое). Успех прогноза зависит от адекватности аналитического выражения изучаемому процессу. Выражениями могут быть ряды Тейлора, ряды Фурье, формула Эйлера и др. Часто в самостоятельную группу выделяются методы прогнозирования на основе анализа динамических рядов. Динамическими называют модели, описывающие процесс изменения системы во времени. В них фактор времени аккумулирует комплекс причин развития процесса. Он отражает календарный и возрастной периоды развития объекта, учитывает тенденции, процесс "старения" и пр.

Все существующие методы страдают определенными недостатками, и необходимо их синтезировать, дополняя недостатки одних достоинствами других. Так, например, фактографические методы, базирующиеся на анализе существующих данных о прогнозируемом объекте, могут не предвидеть аномальные

скачки. В то же время скачки могут быть предсказаны экспертами.

Самый совершенный прогноз с использованием всей возможной информации не может быть директивной для плановых решений. Задача принятия решений выходит за рамки активного прогнозирования, но непосредственно с ним связана. Ее решение заключается в выборе устойчивого и надежного в реализации варианта. Надежность означает реальность осуществления варианта и его хорошую адаптацию в случае изменения внешней и внутренней обстановки. Окончательный выбор решения – неформальная процедура принятия решения на каждой стадии прогнозирования и планирования.

Прогнозирование на основе временных рядов. Временные ряды являются одним из основных инструментов прогнозирования. В них исследуется процесс в зависимости от времени, и затем осуществляется предвидение на определенный момент времени в будущем.

Наблюдение за некоторым явлением, изменяющимся во времени, порождает упорядоченную последовательность, которую обычно и называют временным рядом. В таких рядах существует определенный порядок в последовательности величин по времени $Y(t_1), Y(t_2), \dots, Y(t_n)$. Изучая реальные ситуации, можно убедиться, что типичные временные ряды складываются из следующих составляющих:

тренд, или устойчивое систематическое изменение в течение длительного периода T_t ;

колебания относительно тренда с большей или меньшей регулярностью, обусловленные, в частности, сезонностью S_t ;

случайная, несистематическая или нерегулярная компонента U_t .

Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид

$$Y(t) = T_t + S_t + U_t . \quad (10.1)$$

Она подбирается по статистическим данным и может использоваться для прогнозирования, если процесс изменения показателя в будущем не будет иметь принципиальных отличий от прошлого и настоящего. Если объект изменяет свое состояние, например вводится крупный блок на ТЭС или крупный потребитель энергии, то ретроспективная информация и модель могут оказаться непригодными.

Прогноз на момент времени $t + \Delta t$ определяется как

$$Y_{t+\Delta t} = T_{t+\Delta t} + S_{t+\Delta t} + U_{t+\Delta t} . \quad (10.2)$$

Выделение составляющих временного ряда. Параметры модели (10.1) могут подбираться методом одновременной идентификации или последовательным выделением компонент T_t , S_t , U_t . Раздельная идентификация компонент модели всегда сопровождается дополнительными ошибками, так как невозможно точно отделить одну компоненту от другой. Однако наиболее распространенными в практике являются программы, основанные на последовательном выделении трендовой, сезонной и случайной составляющих.

Каждая составляющая модели (10.1) имеет важное и самостоятельное значение. При выделении тренда определяется наилучший тип статистической связи трендовой составляющей и устраняется влияние всех других. Для этого применяется процедура сглаживания данных временного ряда (их осреднение). Например, месячные данные усредняются на годовых интервалах, годовые – на пятилетних и т. д. Форму функции тренда можно подобрать с помощью полиномиальной регрессии, применив для подбора коэффициентов метод наименьших квадратов (см. § 7.8). Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

После выделения тренда функцию остатков

$$V_t = S_t + U_t \quad (10.3)$$

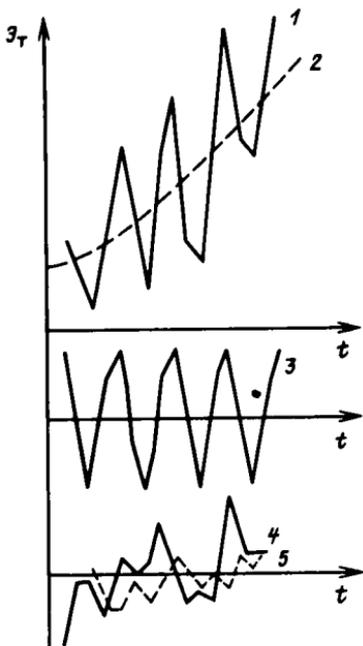
можно представить в виде синусоидальных и косинусоидальных функций (ряда Фурье). Эффект сезонности проявляется в виде циклического механизма, накладывающегося на тренд. Например, можно утверждать, что потребление электрической энергии увеличивается зимой и уменьшается летом и пр. В общем виде сезонная составляющая

$$S_t = \sum_{i=1}^{N/2} A_i \cos(\omega_i t) + \sum_{i=1}^{N/2} B_i \sin(\omega_i t) , \quad (10.4)$$

где A_i , B_i – искомые коэффициенты; i – номер гармоники; N – число наблюдений.

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки U_t , которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, которые поддаются описанию J_t , и случайных ε_t . Компо-

Рис. 10.2. Временной ряд и его составляющие:
 1 — исходный ряд (Y); 2 — основной тренд (T); 3 — сезонная составляющая (S); 4 — авторегрессия (J); 5 — остатки (ϵ)



нента J_t может рассматриваться как процесс авторегрессии. Для авторегрессии порядка k с постоянными коэффициентами уравнение имеет вид

$$J_t = -\alpha_1 J_{t-1} - \alpha_2 J_{t-2} - \dots - \alpha_k J_{t-k} + \epsilon_t \quad (10.5)$$

Наконец, остаются независимые случайные остатки ϵ_t , которые описываются функцией распределения. На рис. 10.2 показаны все составляющие временного ряда.

Ошибки прогноза. Временные модели имеют широкий диапазон применения в практике. Точное значение прогноза при использовании временных моделей получить невозможно. Любая модель есть упрощение. Следует помнить, что точность модели и погрешность прогноза — самостоятельные понятия. Это не одно и то же.

Точность модели зависит от числа точек наблюдения, от способа идентификации, от вида функций для компонент модели и пр. Увеличение интервала наблюдений не всегда сопровождается повышением точности модели, так как данные стареют, — надо найти оптимальный интервал ретроспекции. Слишком короткий ряд может дать большие погрешности. По данным подбирается вид функции для тренда (линейная, квадратичная, экспоненциальная и др.), число гармоник для сезонной составляющей, число членов авторегрессии и т. д. Прогноз — это применение модели на будущее, а оно неизвестно, и поэтому погрешность модели зависит от того, насколько существующая модель отражает будущее.

Оценить точность прогноза временного ряда можно по-разному, например методом инверсной верификации — экстраполяцией назад. В этом случае показатели последнего, предпослед-

него и так далее интервалов исключаются из процесса подбора модели. Прогнозируя данные для этих интервалов и сравнивая их с фактическими, можно оценить точность прогноза. Более грубую оценку можно получить, не исключая никакой информации при подборе модели, но также сопоставляя прогноз на последних интервалах времени с фактическими данными.

Практическое применение временных моделей. Известно, что с достаточной для практики точностью временные модели пригодны для прогнозирования выработки электроэнергии, электропотребления, потребления теплоты, потерь электрической и тепловой энергии в сети, потребления электрической энергии на собственные нужды, удельных расходов топлива на электрическую и тепловую энергию, себестоимости электрической и тепловой энергии и пр.

Пример временного ряда дадим для выработки электроэнергии тепловыми станциями энергосистемы. На нем подробнее рассмотрим составляющие временного ряда и влияние на них конкретных причин. Выработка электроэнергии тепловыми станциями имеет устойчивую тенденцию роста. Устойчивая тенденция выражается двумя составляющими: первая – тренд, она связана с ростом потребления электроэнергии в народном хозяйстве; вторая – сезонная. Эффект сезонности появляется внутри года, месяца, недели, суток и имеет периодический характер.

Модель временного ряда имеет вид

$$Y(t) = T(t) + S(t) + J(t) + \varepsilon(t) . \quad (10.6)$$

Все составляющие в выражении (10.6) находятся эмпирическим путем. Устойчивые тенденции выражают составляющие $T(t)$ и $S(t)$. Случайный характер данных учитывается авторегрессионной компонентой $J(t)$, а $\varepsilon(t)$ не имеет выраженной закономерности.

Основная тенденция (тренд) представляется полиномом от времени

$$T(t) = a_0 + \sum_k a_k t^n , \quad (10.7)$$

причем для рассматриваемого примера его степень $n = 2$. Сезонная составляющая представляется совокупностью гармонических функций. Первая гармоника учитывает колебания с периодом в один год, вторая – с периодом, равным половине основного, третья – в одну четверть года и т. д. Обычно две-три гар-

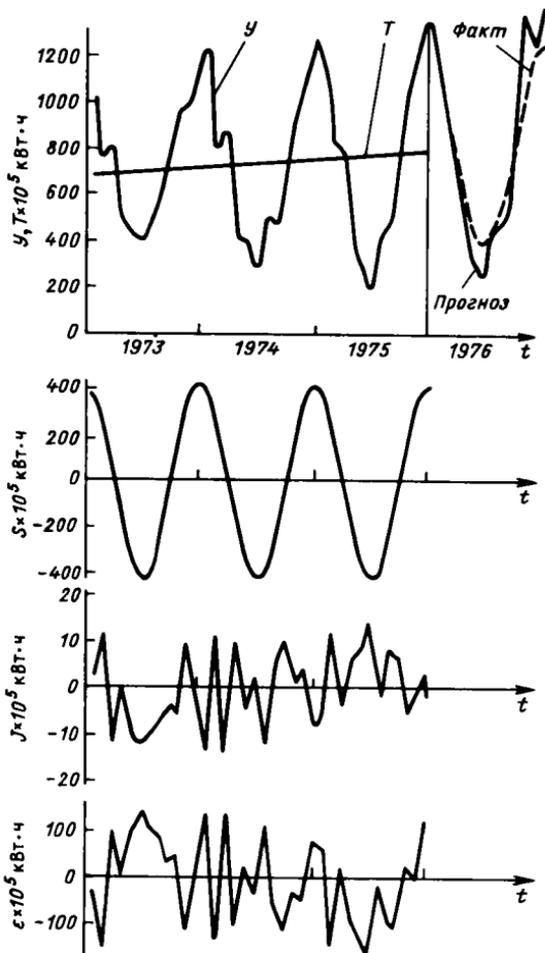


Рис. 10.3. Временной ряд электропотребления районной системы :

$T(t) = 61600 + 279t$; $S(t) = 32140 \sin(0,523t) + 1500 \cos(0,523t) - 2860 \sin(1,046t) - 2820 \cos(1,046t)$; $J(t) = 7,45 J_{t-1} + 39,44 J_{t-2}$; средняя погрешность прогноза $\delta = 0,33\%$

моники позволяют вполне удовлетворительно учитывать эффект сезонности.

Тренд и сезонная составляющие дают средний уровень изменения электропотребления, причем регулярного характера. Статистический анализ флуктуаций данных относительно их среднего уровня дает возможности дальнейшего моделирования компонент временного ряда. Если процесс является стац-

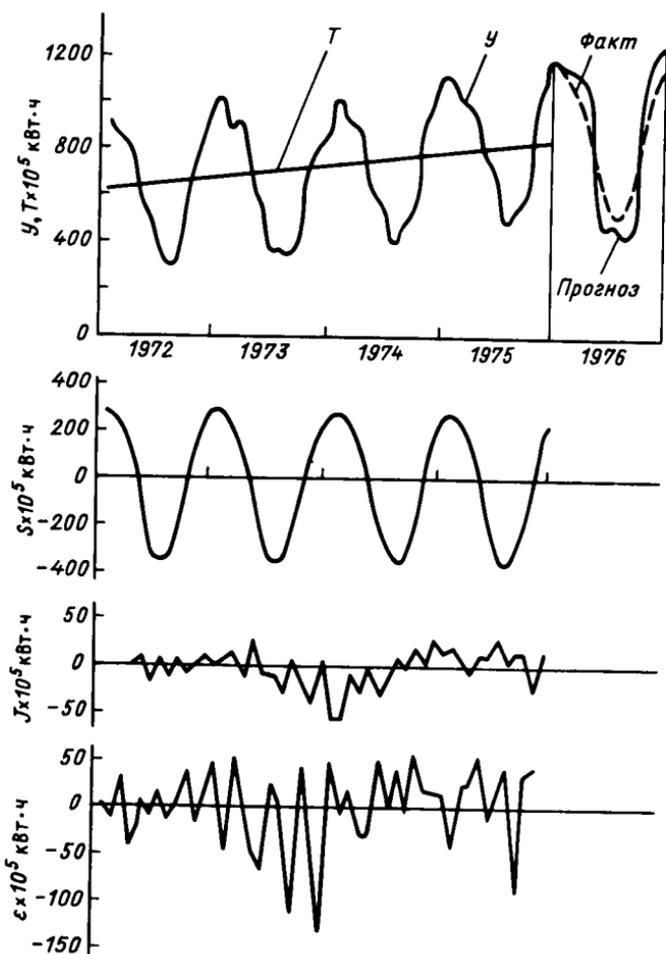


Рис. 10.4. Временной ряд потребления электроэнергии на собственные нужды ГЭС:

$T(t) = 68150 + 510 t$; $S(t) = 36500 \sin(0,523 t) - 21500 \cos(0,523 t)$; $J(t) = -9,17 J_{t-1}$;
 $\delta = 0,5\%$ – средняя погрешность прогноза

онарным, то можно исследовать его как процесс авторегрессии. В рассматриваемом примере получена модель авторегрессии третьего порядка. Наконец, остается составляющая $\varepsilon(t)$, которая также является случайной, но не имеет математического описания. Ее называют белым шумом.

Для модели выработки электроэнергии тепловыми станциями энергосистемы были получены следующие выражения компонент:

тренд $\mathcal{E}_T = 3622,2 - 50,072 t + 2,291 t^2$;

сезонная составляющая $\mathcal{E}_S = 925,4 \cos\left(\frac{\pi}{2} t\right) - 366,8 \sin\left(\frac{\pi}{2} t\right)$;

авторегрессия $\mathcal{E}_J = 0,465 J_{t-1} - 0,149 J_{t-2} + 0,375 J_{t-3}$.

Ошибка прогнозирования по этим зависимостям, с годовой заблаговременностью определенная инверсной модификацией, дает среднеквадратичную погрешность 5,5%.

Другие примеры показаны на рис. 10.3 и 10.4.

10.3. Прогнозирование электропотребления и графиков нагрузки энергетической системы

Важнейшую роль при технико-экономическом планировании играют задачи определения потребной выработки электрической энергии и нагрузки потребителей. Эти задачи в значительной мере решаются автоматизированно.

Прогнозирование электропотребления системы. Задачи прогнозирования электропотребления разнообразны, и методы их зависят от целей расчета. Например, для финансовых целей необходимо иметь информацию об электропотреблении крупных потребителей, о потреблении по тарифным группам, для контроля за потерями электроэнергии необходимо знать электропотребление по предприятиям электрических сетей, для оптимизации режимов – по основным узлам системы и по системе в целом, для оценки технико-экономических показателей – потребление энергии в системе и ее отдельных частях. Сказанное является иллюстрацией к многообразию конкретных задач прогнозирования электропотребления.

При прогнозировании электропотребления возникают две важные проблемы: первая – разработка качественных моделей по информации, однотипной по содержанию, но различающейся по способам получения и достоверности, вторая – сбалансированность прогнозов. Если они не решены, то это снижает их ценность, а иногда и полностью исключает возможность использования математических моделей при планировании. План должен быть взаимоувязан по всем разделам, а следовательно, должны быть взаимоувязаны и все прогнозы электропотребления.

Рассмотрим схему и принципы решения совокупности задач прогнозирования электропотребления на примере районной

энергетической системы. Все модели прогнозирования имеют вид временных рядов. В схеме заложены четыре задачи прогнозирования электропотребления.

1. Прогноз электропотребления на основе баланса выработки электроэнергии по системе. Статистические данные о выработке электроэнергии по системе получают со счетчиков с требуемой периодичностью. Эта информация достаточно высокой достоверности.

Общее электропотребление системы

$$\mathcal{E}_{\text{п1}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{пот}} - \mathcal{E}_{\text{пр}}, \quad (10.8)$$

где $\mathcal{E}_{\text{с.н}}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды; $\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – потери энергии в сетях; $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ – потребление на производственные нужды; $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработанная электроэнергия на станциях. Величины $\mathcal{E}_{\text{выр}}$, $\mathcal{E}_{\text{с.н}}$ замеряются, а $\mathcal{E}_{\text{пот}}$, $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ рассчитываются, поэтому их достоверность существенно ниже.

2. Прогноз по результатам отпуска электроэнергии потребителям предприятиями электрических сетей $\mathcal{E}_{\text{п2}}$. В энергосистеме могут быть десятки предприятий электрических сетей, поэтому

$$\mathcal{E}_{\text{п2}} = \sum_i \mathcal{E}_{\text{пэс}i}, \quad (10.9)$$

где i – номер предприятия электрических сетей (ПЭС).

Данные $\mathcal{E}_{\text{пэс}i}$ получают по счетчикам у потребителей.

3. Прогноз потребления электроэнергии потребителями различных тарифных групп $\mathcal{E}_{\text{п3}}$. Эти данные определяются расчетным путем.

4. Прогноз, составленный по характерным суточным графикам нагрузки, полученным по фактическим данным, – $\mathcal{E}_{\text{п4}}$.

Совместный анализ прогнозов $\mathcal{E}_{\text{п1}}$, $\mathcal{E}_{\text{п2}}$, $\mathcal{E}_{\text{п3}}$, $\mathcal{E}_{\text{п4}}$ ведется для выбора наиболее надежного (базового) варианта и для балансировки всех составляющих электропотребления с базовым вариантом.

За базовый вариант может быть принят любой из прогнозов электропотребления, среднеарифметическое значение прогнозов; величина, определенная лицом, принимающим решения. При балансировке учитываются статистические оценки временных рядов, используются уравнения регрессии, другие принципы.

В конечном итоге сбалансированный прогноз имеет вид

$$\tilde{\mathcal{E}}_{\text{п}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - (\tilde{\mathcal{E}}_{\text{с.н}} + \tilde{\mathcal{E}}_{\text{пот}} + \tilde{\mathcal{E}}_{\text{пр}}) = \sum_j \tilde{\mathcal{E}}_{\text{тар}j} = \sum_i \tilde{\mathcal{E}}_{\text{пэс}i}. \quad (10.10)$$

Прогнозирование графиков нагрузки. Для задач технико-экономического планирования нужны типовые графики нагрузки: рабочих дней каждой недели, понедельника, субботы, воскресенья, праздничных и предпраздничных дней и др. На основании типовых графиков можно определить электропотребление для каждого месяца. Прогнозирование ведется на основании архива суточных графиков нагрузки, включающего данные за 5–10 лет. Один из методов разработан в ЦДУ ЕЭС СССР. В нем архив данных о графиках нагрузок предварительно корректируется – к номинальной частоте, к среднесезонной температуре для данного периода, среднесезонной освещенности (облачности). Это повышает точность прогнозов.

Расчеты выполняются в два этапа. Сначала прогнозируется прирост потребления энергии для рассматриваемого характерного периода по отношению к прошедшему. Здесь используются временные ряды или среднеарифметическая прироста. Второй этап расчетов заключается в определении значений нагрузок для каждого часа графика. Нагрузки увеличиваются на величину прироста суточного электропотребления.

В других методиках первичным параметром является суточный максимум нагрузки. Вначале прогнозируется эта величина, а затем по ее приросту определяются нагрузки остальных часов и электропотребление.

Прогнозирование суточного электропотребления. Характер суточного электропотребления с недельной цикличностью показан на рис. 10.5. Сезонные колебания описываются гармонической функцией, имеющей период $T = 365$ сут, т. е. примерно 52 недели, поэтому на краткосрочных интервалах отличие

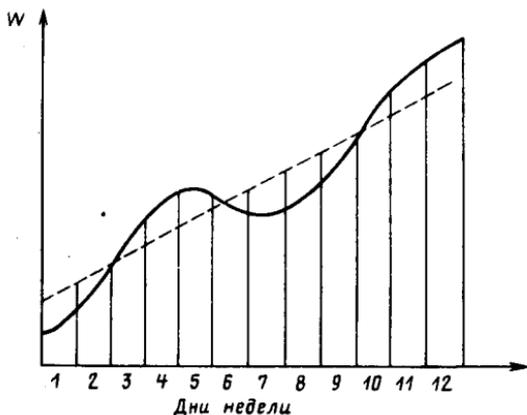


Рис. 10.5. Недельные временные ряды суточного потребления электроэнергии в системе

синусоиды от прямой невелико и сезонная изменчивость нагрузки может быть представлена линейной функцией. Недельные колебания нагрузки показаны синусоидой (условно) с периодом 7 сут. Кроме того, остается и случайная составляющая. В основе прогнозирования лежит преобразование, позволяющее получить относительные показатели изменчивости электропотребления по времени, т. е. дающее относительное электропотребление рассматриваемых суток по отношению к потреблению за семь предыдущих суток:

$$Z(S, J) = W(S + 1, J) / \sum_{J=1}^7 W(S, J), \quad (10.11)$$

где $W(S + 1, J)$ – электропотребление J -го дня $(S + 1)$ -й недели; $W(S, J)$ – электропотребление J -го дня S -й недели.

Вся статистическая информация представляется в виде (10.11), и по ней определяются соответствующие аппроксимирующие функции для сезонной составляющей изменения нагрузки (месячный тренд) и внутринедельных (суточных) колебаний нагрузки.

Сезонная компонента аппроксимируется полиномом первой-второй степени, а суточная – гармонической функцией. Эти функции позволяют оценить регулярные изменения нагрузки за прошедший период. Случайная составляющая описывается уравнением авторегрессии.

В качестве базовой величины при прогнозировании используются данные потребления за неделю, предшествующую первым прогнозируемым суткам:

$$V(S, J) = \sum_{J=1}^7 W(S, J). \quad (10.12)$$

Тогда прогноз потребления J -го дня $(S + 1)$ -й недели определяется выражением

$$W_{\text{пр}}[J, S+1] = [R(J, S+1) + D(J, S+1)] V(J, S), \quad (10.13)$$

где $V(J, S)$ – потребление энергии; $R(J, S+1)$ – регулярная составляющая изменения нагрузки; $D(J, S + 1)$ – случайная составляющая нагрузки.

Точно такой же подход возможен при прогнозировании суточных графиков, максимумов и минимумов нагрузок.

Подобные расчеты могут быть выполнены только в АСУ с динамической коррекцией архива по мере поступления новых данных, коррекцией на средние условия всей информации и собственно прогнозирование.

10.4. Планирование технико-экономических показателей

Важное место при эксплуатации занимает план основного производства. В плане основного производства на основе задачи распределения производства электрической и тепловой энергии между станциями определяются годовая расход топлива, потребность в топливе отдельных электростанций и технико-экономические показатели основного производства.

Планирование баланса энергосистем по мощности и выработке электроэнергии производится на основе оптимизационных методов, которые изложены в гл. 6–10. Для известного баланса рассчитываются технико-экономические показатели.

Основные технико-экономические показатели. 1. Суммарные издержки производства электрической и тепловой энергии

$$S = S_{\text{топл}} + S_{3, \text{л}} + S_a + S_{\text{пр}}, \quad (10.14)$$

где $S_{\text{топл}}$ – издержки на топливо; $S_{3, \text{л}}$ – то же на заработную плату; S_a – амортизационные отчисления; $S_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

Расчет эксплуатационных издержек производства сопровождается определением большого числа частных показателей.

2. Прибыль энергосистемы

$$\Pi = \mathcal{E}_{\text{п}} T_3 + Q_{\text{ок}} T_Q \pm \mathcal{E}_{\text{пер}} T_{\text{пер}} - A_3 - A_Q - И + D. \quad (10.15)$$

Комплекс задач для планирования и расчета ожидаемой прибыли энергосистемы показан на рис. 10.6.

3. Удельные показатели: удельный расход условного топлива на электростанциях и в системе на выработанную и отпущенную электрическую энергию, себестоимость электрической и тепловой энергии, потери в сетях, потребление электроэнергии на собственные нужды и пр.

Расчеты технико-экономических показателей очень трудоемки, требуют заполнения большого количества таблиц и документов, методика расчетов легко формализуется. Это является предпосылкой для их автоматизации, однако пока еще большинство расчетов выполняется без использования ЭВМ.

Комплексная система автоматизированных плановых расчетов. Имеются разработки по автоматизации плановых расчетов, отвечающих требованиям их выполнения на всех стадиях расчетов. Схема комплексных расчетов показана на рис. 10.7. Приведем пример ее реализации для составления плановых балансов энергосистемы по мощности и выработке электроэнергии и определения расхода топлива. В систему входит несколько комплексных программ.

1. Программы информационного обеспечения комплекса формируют библиотеку исходной информации. Входной информацией являются нормативно-справочные данные, фактические параметры всего оборудования электростанций и

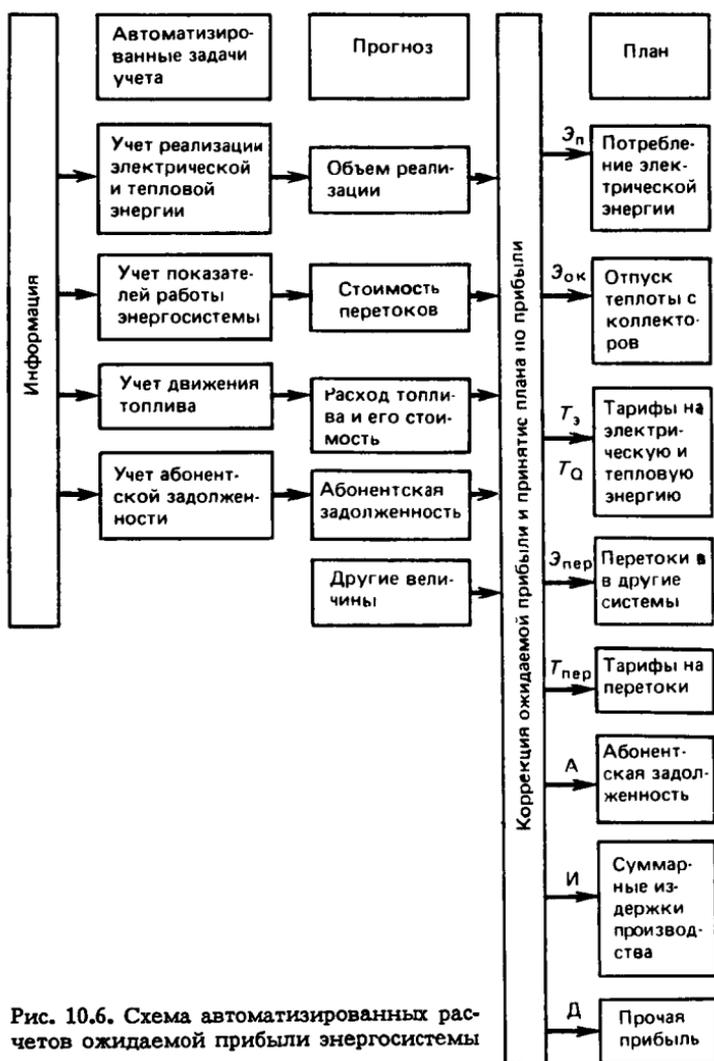


Рис. 10.6. Схема автоматизированных расчетов ожидаемой прибыли энергосистемы

электрических сетей энергосистемы. Программы АТ и АК информационного комплекса определяют эквивалентные ХОП расхода условного топлива, расходные характеристики агрегатов (котлов и турбин) и всей электростанции (АТ для теплофикационной, АК для конденсационной станции). Программа Б-3/75 вычисляет частные производные потерь активной мощности в сети и нагрузки линий электропередачи.

2. Комплекс программ прогнозирования формирует графики нагрузок. Он обеспечивает оперативный и долгосрочный прогнозы потребления электроэнергии (внутрисуточный, суточный, недельный, квартальный, годовой и выше). При

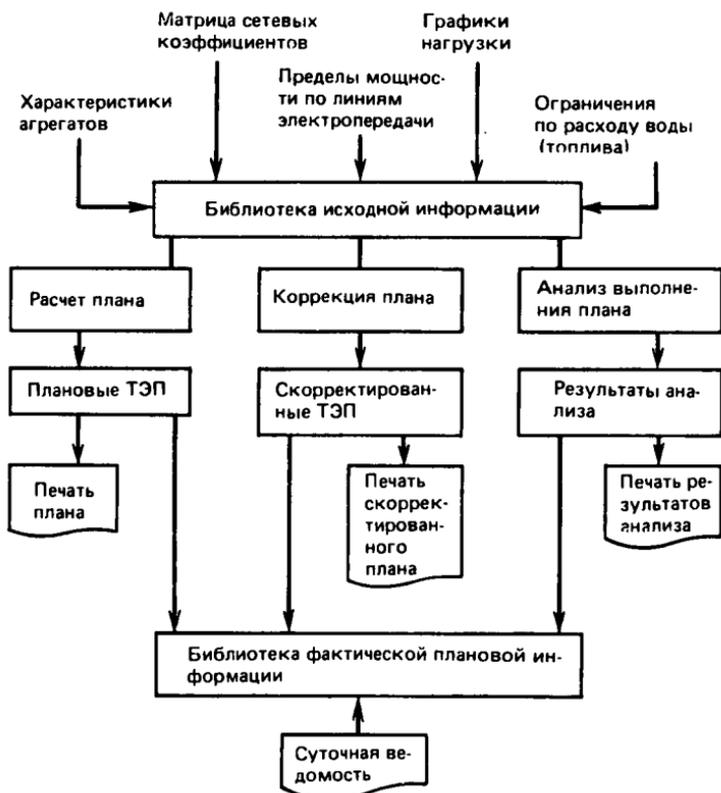


Рис. 10.7. Схема автоматизированных плановых расчетов в энергосистеме

прогнозировании используются методы статистической экстраполяции, статистического и корреляционного анализов (метод риска, множественной регрессии и др.). Программы обеспечивают данными задачи оптимального планирования показателей энергосистемы и контроля ее режимов.

3. Задача "План-1" производит расчет годового плана выработки электрической энергии и предназначена для составления предложений по годовому плану (по месяцам и кварталам) выработки электроэнергии энергосистемой и входящими в нее электростанциями. Определяются также перетоки электроэнергии по основным линиям электропередачи, полные и удельные расходы топлива. Задача "План-1" базируется на использовании методов оптимизации режимов энергосистем. Она состоит из нескольких самостоятельных модулей: библиотеки исходных данных долгосрочного планирования, расчета оптимального суточного режима работы электростанции по активной мощности (программа Б-3/75), расчета планируемых величин, распечатки предложений к плану.

Основной задачей "План-1" является программа Б-3/75. Она предназначена для расчета оптимального суточного режима энергосистемы. В ней предусматривается учет потерь активной мощности в сетях и ограничений по нагрузке элементов электрической сети (линий электропередачи, трансформаторов), производится

выбор оптимального состава работающих агрегатов. Оптимизация режима энергосистемы заключается в минимизации суммарных издержек на топливо с учетом основных ограничений. Производится последовательная оптимизация режима каждого часа в отдельности с последующей проверкой интегральных ограничений. Выполнение интегральных ограничений корректируется введением множителей Лагранжа и многократной оптимизацией на заданном периоде времени. Для оптимизации режима одного часа используется градиентный метод. Ограничения в форме неравенства учитываются штрафными функциями. Программа Б-3/75 используется как самостоятельно, так и в качестве стандартного блока в составе программы "План-1".

Процесс составления годового плана выработки электрической энергии идет от суток к месяцу, кварталу, году. Последовательно находятся оптимальное распределение нагрузки между электростанциями и соответствующие этому распределению перетоки по линиям электропередачи для каждого характерного дня месяца (рабочего дня, субботы, воскресенья и др.). Определяется количество характерных дней в каждом месяце, и по всем характерным дням находятся суммарные выработки и перетоки электроэнергии. Суммированием находятся месячные и квартальные выработки и перетоки. Одновременно определяются расходы условного топлива и удельные технико-экономические показатели.

Программа учитывает при планировании факторы, изменяющие электрическую нагрузку в пределах суток и в течение года (изменение состава работающего оборудования, условий водности, метеорологических условий, изменение относительных приростов потерь активной мощности в сети и др.).

4. Коррекция квартальных планов в связи с изменением режима работы энергопредприятий. Часто возникает необходимость произвести коррекцию месячных и квартальных планов работы энергосистемы и электростанций по выработке электроэнергии и межсистемным перетокам. Корректировка планов проводится с использованием методов оптимизации режимов работы энергосистемы. Скорректированный месячный план (по энергосистеме и электростанциям) представляет сумму выработки за период, прошедший до начала корректировки, и выработки, рассчитанной с помощью программы оптимизации от начала коррекции до конца планируемого периода. Скорректированный квартальный план представляет сумму скорректированного плана текущего месяца и планов оставшихся месяцев квартала. В скорректированный план можно включать только изменения выработки, произведенные по распоряжениям диспетчерских служб или в связи с обстоятельствами, не зависящими от персонала (изменения водности рек, изменения электропотребления и др.).

5. Задача "Анализ-1" производит анализ выполнения плана и оценки основной хозяйственной деятельности энергопредприятий (по выработке энергии, перетокам, полным и удельным расходам топлива), выявляет и анализирует отклонения фактических показателей от плановых из-за изменения режима работы данного энергопредприятия по не зависящим от него причинам. Анализ проводится путем сравнения режимов планового, фактического и оптимального при фактических условиях. Расчет выполняется в два этапа. Сначала оценивается влияние на показатели работы отклонений фактического режима от оптимально возможного в данных условиях. Потом вычисляются отклонения фактических удельных расходов топлива от плановых из-за изменения режима работы электростанций и энергосистемы в целом.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое балансовый метод планирования в энергетике? Какие виды балансов планируются?

2. Какие характерные группы задач решаются при составлении техпромфинплана в энергетике?
3. В чем различаются план и прогноз?
4. Какие методы прогнозирования применяются в энергетике?
5. Какова структура модели временного ряда? Где применяются методы анализа временных рядов?
6. Какими методами и как прогнозируются электропотребление и графики нагрузки энергосистемы?
7. Как решаются задачи технико-экономического планирования в АСУ?
8. Назовите основные технико-экономические показатели энергосистемы.

Глава одиннадцатая

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕШЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ

11.1. Оценка эффективности

В общем случае расчеты эффективности режимных задач проводятся по следующим направлениям.

1. Оценка эффективности использования определенной программы оптимизации. В этом случае рассматриваемая программа сравнивается с эталонной для одинаковых расчетных условий. Понятие эталонной программы условное, оно соответствует той программе, которая на момент сравнения характеризуется наибольшей полнотой и точностью. Показателями сравнения могут быть вычислительные оценки, точность конечных результатов, требования к исходной информации и др. Они определяются конкретными условиями. Проведя серию расчетов, можно получить такие сравнительные оценки.

Вычислительные оценки различных программ (память ЭВМ, время расчета) существенно зависят от языка программирования, класса ЭВМ, режима работы ЭВМ и пр. Однако для пользователя они всегда важны, а иногда являются и определяющими.

2. Оценка погрешности решения, вызываемая неполнотой и недостоверностью исходной информации. Распространены два вида расчетов: оценка предельной погрешности и получение средних оценок. В расчетах оценок применяются теория вероят-

Таблица 11.1. Погрешности исходной информации

Параметр	Предельная погрешность, %
Удельная емкостная проводимость линии	50
Активное сопротивление ВЛ	20
Напряжение на шинах станции	2,7
Активное сопротивление трансформатора	14
Реактивное сопротивление трансформатора	9
Относительный прирост расхода топлива	15

ностей и математическая статистика, игровые методы, теория приближенных вычислений погрешностей, решение тестовых задач и др.

Сопоставление погрешностей результатов решения с возможным эффектом оптимизации позволяет судить о целесообразности использования тех или иных методов и программ. Сопоставление производится по критериальным величинам оптимизации (расходу топлива, расходу воды, потерям энергии) и по конечным результатам данной задачи (мощностям, напряжениям, составу агрегатов и пр.).

Исходная информация в режимных задачах обычно имеет достаточно высокие погрешности (табл. 11.1), поэтому требуется анализировать их влияние на результаты решения конкретных задач. Например, погрешности ХОП могут привести к перерасходу топлива в размере 30–90% возможной экономии. Погрешности нагрузок в узлах сети могут снизить эффект оптимизации по потерям активной мощности до 50%. Эти примеры показывают, что без анализа погрешностей нельзя говорить о действительной эффективности использования тех или иных методов расчета.

3. *Оценка погрешности реализации решений.* Результаты расчетов требуют реализации, и здесь могут быть свои погрешности. Если реализация зависит от человека, то он может частично изменить предлагаемое решение, и, конечно, оценки эффективности при этом не будут совпадать с расчетными. Если решение реализуется автоматически, то погрешности зависят от технических параметров устройств автоматики. В некоторых задачах на этапе реализации расчетная эффективность может быть потеряна даже полностью.

Одной из типичных задач реализации является сопоставление "старого" и "нового" способов решения задачи. Обычно сопоставление осуществляется по тестовым задачам или модельным условиям работы объекта управления. Сравнительными оценками могут быть только результаты поведения объекта (его мощности, токи и пр.) при воздействии на него различными способами.

Многие задачи решаются в режиме "советчика" персоналу. Особенно широко такие задачи используются при диспетчерском управлении. Оперативный персонал при управлении системой использует показания приборов, инструкции, свои знания, интуицию. Если в его распоряжении имеется ЭВМ, которая дает "советы", то практически всегда управление улучшается. Рассчитать такое улучшение трудно. Для получения оценок применяются три метода: сравнение по результатам экспертных оценок, сравнение по тестовым задачам, сравнение "по прошлому".

Экспертный путь распространен достаточно широко. Например, в § 11.6 приводятся методика и оценки эффективности создания АСУ. Оценки в основном получены экспертным путем. Сравнение по тестовым задачам применяется также достаточно часто, но в каждом случае требуется правильно определить тесты. В общем виде таких разработок для режимных задач нет. Сравнение "по прошлому" предполагает разыгрывание прошлых ситуаций с дополнительными советами от ЭВМ.

Эффективность реализации решений с использованием средств автоматизации (САУ) зависит от возможностей настройки работы САУ на оптимальную программу действия. Режимная автоматика очень часто не позволяет реализовать расчетную оптимальную программу, и это сопровождается снижением эффективности оптимизации.

Вопрос реализации решений играет большую роль, так как во многих случаях очень точные расчеты невозможно реализовать. В табл. 11.2 приведены погрешности реализации решений по измерительным приборам. Если результат оптимизации меньше, чем возможные погрешности, то эффект окажется мнимым. Он будет потерян из-за невозможности реализации полученных результатов.

4. *Оценка стратегий управления.* При управлении энергосистемой решается множество частных задач. Многие задачи определяют стратегию поведения системы, а не конкретные

Таблица 11.2. Погрешности измерения параметров режима

Параметр	Класс точности прибора	Предельная погрешность измерения, %
Напряжение в узлах, кВ	2,5	2,35
Нагрузка трансформаторов:		
активная, МВт	2,5	10,45
реактивная, Мвар	2,5	26,6
Мощность электростанций:		
активная, МВт	2,5	6,1
реактивная, Мвар	2,5	18
Мощность в ветвях:		
активная, МВт	2,5	20
реактивная, Мвар	2,5	27,4
Примечания:		
1. Данные получены в энергосистеме, имеющей 47 узлов, 55 ветвей.		
2. Погрешности трансформаторов тока $\pm 2\%$ при классе точности 1%.		
3. Погрешности трансформаторов напряжения $\pm 1\%$ при классе точности 1%.		
4. Предельные погрешности включают погрешности измерительной схемы.		

управляющие воздействия на агрегаты, станции и другие элементы. При решении этих задач можно только оценить, к чему приведет то или иное управление в нормальных и аварийных условиях. Собычно стратегические задачи решаются на этапе планирования с использованием сценария поведения объекта управления.

Построение сценария требует анализов существующего положения и предвидения возможного состояния объекта; на основе существующих тенденций и свойств разрабатываются варианты улучшения состояния. Первый этап предвидения заключается в том, чтобы построить картину будущего из существующего положения объекта. Здесь требуется математический аппарат описания существующих законов, аппарат прогнозирования, имитации. Все в целом позволит создать модель поведения объекта. Использование модели дает возможность выявить положительные и отрицательные стороны объекта в будущем, показывает диспропорции, несоответствия. Улучшение состояния требует ситуационного анализа в условиях случайных воздействий.

Сценарий поведения объекта управления включает упорядоченную совокупность представлений, взаимодействий, воздействий. Разработка сценария всегда основывается на прин-

ципе ситуационного управления, т.е. положения о том, что лучший способ управления определяется конкретными условиями. Эффективное управление – это всегда управление по обстоятельствам.

Примерами сценария являются деловые игры. В энергетике сценарии применяются при противоаварийных тренировках оперативного персонала. В нем управление осуществляется методом последовательных шагов в зависимости от случайных воздействий на объект и его состояния. АСУ дает большие преимущества при управлении методами "пробных шагов" и позволяет выбрать рациональную стратегию управления.

Перечисленное выше не охватывает в полной мере всех составляющих эффективности решения режимных задач. Есть еще снижение трудозатрат, разгрузка персонала и облегчение его работы и др. Подробно эти вопросы прорабатываются в конкретной обстановке.

Погрешности исходной информации. Расчеты эффективности должны быть надежными, правдоподобными, поэтому надо правильно оценивать погрешности результатов. Суммарная случайная ошибка (погрешность)

$$\zeta = \zeta_{и} + \zeta_{р} + \zeta_{м}, \quad (11.1)$$

где $\zeta_{и}$ – ошибка информации; $\zeta_{м}$ – ошибка модели и расчетов задачи; $\zeta_{р}$ – ошибка реализации решения задачи. Первое слагаемое на порядок и более выше других. В последующих параграфах будет рассматриваться ряд задач влияния исходной информации на результаты расчетов.

Погрешности оцениваются различными величинами. Разность между точным значением величины (истинным) и замеренным или заданным является абсолютной погрешностью:

$$\Delta = X_T - X; \quad (11.2)$$

отношение абсолютной погрешности к величине X является относительной погрешностью:

$$\delta = \frac{\Delta}{X}. \quad (11.3)$$

Диапазон отклонения величины от своего среднего (истинного) значения можно определить с вероятностью 0,9997 по формулам

$$\left. \begin{aligned} X_{max} &= m_X + 3\sigma_X; \\ X_{min} &= m_X - 3\sigma_X, \end{aligned} \right\} \quad (11.4)$$

где m_X – математическое ожидание (среднее) величины X ; σ – среднеквадратическое отклонение величины X от своего математического ожидания, причем предполагается нормальный закон распределения вероятностей этих отклонений в диапазоне от X_{min} до X_{max} .

Эти виды погрешностей используются чаще всего.

11.2. Влияние погрешностей энергетических характеристик

Методика оценки влияния погрешностей энергетических характеристик на результаты решения режимных задач будет показана на примере задачи распределения нагрузки в тепловой системе.

Рассмотрим энергетическую систему, состоящую из двух ТЭС, причем будем рассматривать распределение нагрузки между этими станциями без учета потерь мощности в сети. Если распределение нагрузки производится по действительным характеристикам, то оно будет оптимальным при равенстве относительных приростов станций:

$$b_o = b_{oI} = b_{oII}.$$

Нагрузка распределится при этом следующим образом:

$$P = P_{oI} + P_{oII}.$$

Допустим теперь, что характеристика второй станции отличается от действительной на величину погрешности $+\Delta b_2$. В этом случае будет другое, неоптимальное распределение нагрузки, а именно (рис. 11.1)

$$P = P_I + P_{II} \quad \text{при } b_I = b_{II} = b_1.$$

Поскольку распределение отличается от оптимального, в энергосистеме будет пережог топлива. Первая станция дополнительно загружается на ΔP , и для этого потребуются дополнительное топливо. На второй станции нагрузка уменьшается на величину ΔP , и ее расход топлива снижается. В системе в целом

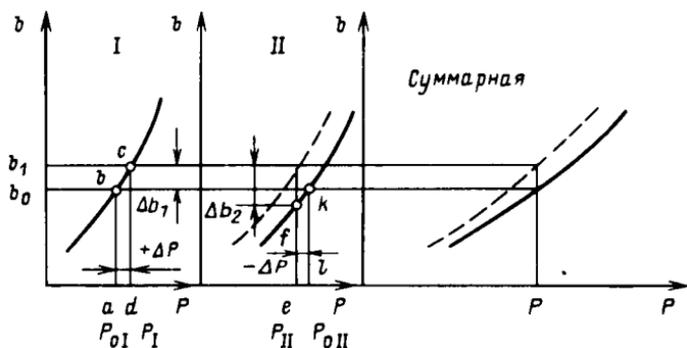


Рис. 11.1. Влияние погрешностей характеристик на распределение нагрузки

пережог топлива

$$\Delta B = \int_{P_{0I}}^{P_I} b dP - \int_{P_{0II}}^{P_{0II}} b dP > 0. \quad (11.5)$$

Проведем преобразование выражения (11.5) для получения аналитического выражения пережога топлива от погрешности характеристики. Будем считать, что в диапазоне изменения нагрузки Δp (см. рис. 11.1) характеристики относительных приростов линейны и имеют тангенсы углов наклона к оси абсцисс δ_1 и δ_2 соответственно для станций I и II. Тогда изменение расхода топлива на первой станции соответствует площадке $abcd$ и равно:

$$\Delta B_I = b_0 \Delta P + \frac{1}{2} \delta_1 \Delta P^2. \quad (11.6)$$

На второй станции изменение расхода топлива соответствует площадке $efkr$ и равно:

$$\Delta B_{II} = b_0 \Delta P - \frac{1}{2} \delta_2 \Delta P^2. \quad (11.7)$$

Величина (11.7) найдена по действительной (без погрешностей) характеристике станции, так как независимо от распределения расход топлива всегда соответствует действительной характеристике. Тогда на основании (11.6) и (11.7) перерасход

топлива по системе

$$\Delta B = \Delta B_I - \Delta B_{II} = \frac{1}{2}(\delta_1 + \delta_2) \Delta P^2. \quad (11.8)$$

Из (11.8) видно, что погрешность характеристики влияет на величину ΔP , поэтому выразим ее через величины Δb_1 и b_2 .

Из рис. 11.1 видно, что для станции I

$$\Delta P = \frac{\Delta b_1}{\delta_1}, \quad (11.9)$$

а для станции II

$$\Delta P = \frac{\Delta b_2 - \Delta b_1}{\delta_2}. \quad (11.10)$$

Тогда, используя (11.9) и (11.10), получаем

$$\Delta b_1 = \frac{\Delta b_2 \delta_1}{\delta_2 + \delta_1}. \quad (11.11)$$

Подставив (11.11) в (11.10), получим искомую связь:

$$\Delta P = \frac{\Delta b_2}{\delta_2 + \delta_1}, \quad (11.12)$$

из которой видна прямая зависимость неоптимального распределения нагрузки на величину ΔP от погрешности характеристики относительных приростов. Пережог топлива в системе на основании (11.8) и (11.12) равен:

$$\Delta B = \frac{\Delta b_2^2}{2(\delta_1 + \delta_2)}. \quad (11.13)$$

Если требуется определить пережог за определенный период T , то он будет равен:

$$\Delta B = \frac{1}{2} \int_0^T \frac{\Delta b_2^2}{\delta_1 + \delta_2} dt. \quad (11.14)$$

Для случая нескольких станций, участвующих в распределении нагрузки, имеем

$$\Delta B_i = \frac{1}{2} \int_0^T \frac{\Delta b_i^2}{\delta_i + \delta_c} dt, \quad (11.15)$$

где i – номер станции; Δb_i – предельная погрешность характеристики относительных приростов; δ_i, δ_c – тангенсы углов наклона характеристик относительных приростов станций и системы при мощностях, соответствующих распределению нагрузки по относительным приростам.

Сравнивая пережог (11.15) и возможную экономию, можно сделать вывод с реальной экономии. Выражения (11.14) и (11.15) показывают, что пережог зависит от величины погрешностей характеристик относительных приростов. Если характеристики крутые (большие значения δ), то пережог меньше, чем при пологих характеристиках. При пологих характеристиках погрешности вызывают значительные отклонения мощностей от оптимальных, т.е. дают большие ΔP .

В рассмотренной методике могут учитываться предельные погрешности характеристик или средние, что позволяет получать соответствующие величины по выражению (11.15).

11.3. Предельная погрешность характеристик электростанций

Погрешности ХОП электростанций. Определим предельные погрешности ХОП электростанций, применив положения теории приближенных вычислений. Для анализа будем использовать условие наивыгоднейшего распределения нагрузки в однородных сетях (6.52), в котором учтена также цена топлива c . В такой записи количество факторов, влияющих на относительные приросты станций, наибольшее.

Условие оптимизации имеет вид

$$b_c = \frac{b_u(1 - \sigma_Q)}{1 - \sigma - \sigma_Q} = \text{idem.} \quad (11.16)$$

Пусть каждая из величин выражения (11.16) имеет погрешность. Определим предельную погрешность относительного прироста b_c .

В теории приближенных вычислений предельная относительная погрешность функции $Y(X_k)$ вычисляется по формуле

$$\delta_Y = \sum_k \left| \frac{\partial}{\partial X} \ln X_k \right| \Delta X_k, \quad (11.17)$$

где X_k – независимые аргументы функции; ΔX_k – предельная абсолютная погрешность аргументов.

Логарифмируя (11.16), получаем

$$\ln b_c = \ln b + \ln u + \ln(1 - \sigma_Q) - \ln(1 - \sigma_Q - \sigma). \quad (11.18)$$

Частные производные от (11.18) с учетом, что $\frac{\partial}{\partial x} \ln x = \frac{1}{x}$, будут иметь вид

$$\left| \frac{1}{b_c} \right| = \frac{1}{b} + \frac{1}{u} + \frac{1}{1 - \sigma_Q} + \frac{1}{1 - \sigma - \sigma_Q}. \quad (11.19)$$

Подставив (11.19) в (11.17), получим

$$\left| \frac{\Delta b_c}{b_c} \right| = \frac{\Delta b}{b} + \frac{\Delta u}{u} + \frac{\Delta \sigma_Q}{1 - \sigma_Q} + \frac{\Delta \sigma_Q + \Delta \sigma}{1 - \sigma - \sigma_Q},$$

причем абсолютные ошибки выражений в скобках в (11.18) равны:

$$\Delta(1 - \sigma_Q) = \Delta \sigma_Q; \quad \Delta(1 - \sigma_Q - \sigma) = \Delta \sigma_Q + \Delta \sigma.$$

Таким образом, предельная относительная погрешность

$$\delta_{b_c} = \delta_b + \delta_u + \frac{\delta_{\sigma_Q} \sigma_Q}{1 - \sigma_Q} - \frac{\delta_{\sigma_Q} \sigma_Q - \delta_{\sigma} \sigma}{1 - \sigma - \sigma_Q}, \quad (11.20)$$

где δ – относительная погрешность, т.е. отношение абсолютной погрешности к величине аргумента.

По формуле (11.20) можно определить диапазон изменчивости характеристики относительных приростов. Отметим, что учет системных факторов (потерь активной и реактивной мощностей, цены топлива) увеличивает погрешности характеристик станций. В отдельных случаях может быть увеличение погрешностей в 3–5 раз.

Погрешности натуральных характеристик гидростанций. Погрешности относительных приростов самих электростанций и их агрегатов связаны с натурным экспериментом. Рассмотрим методику их получения на примере гидроагрегата. Имеется несколько способов проведения натуральных испытаний гидротурбин, отличающихся способом замера расхода воды, проходящего через турбину. Расход воды в натуре измерить непросто. Наиболее точные замеры расхода воды получают с использованием гидрометрических вертушек. Предельная относительная погрешность при этом составляет $\delta_Q = 1 \div 1,5\%$. Мощности агрегатов в процессе эксперимента измеряются с погрешностями до $\delta_P = 0,8\%$. Отсюда предельные погрешности относительных приростов гидроагрегата равны:

$$\delta_q = \delta_Q + \delta_P = 1,8 \div 2,3\% \quad (11.21)$$

Широкое распространение нашел метод относительных энергетических испытаний, когда расход воды определяется на основании замеров перепада давления в специальном измерительном сечении спиральной камеры гидротурбины, тогда расход воды

$$Q = kh^m, \quad (11.22)$$

где k и m – постоянные, определяемые геометрией измерительного сечения и конструктивным выполнением агрегата; h – перепад давления. Погрешности $\delta_h = 1\%$, $\delta_m = 0,02\%$, $\delta_k = 1,5\%$. Предельная относительная погрешность измерения расхода воды методом относительных измерений

$$\delta_Q = \delta_k + \delta_m + \delta_h = 2,5\%$$

и соответственно погрешность относительных приростов возрастает до 3,3%.

Приведенный пример показывает, что натурные характеристики могут иметь значительные погрешности, причем они зависят от методики эксперимента.

Предельные погрешности встречаются редко, поэтому больший интерес представляют погрешности, оцениваемые вероятностными методами. Приблизительно их можно вычислить, используя метод равных влияний, по формуле

$$\delta^* = \delta \sqrt{n}, \quad (11.23)$$

где δ – предельная относительная погрешность аргумента, определяемая по принципу равных влияний, при котором δ находится как среднеарифметическая погрешностей аргументов; n – число аргументов.

В нашем примере вероятностная погрешность относительных приростов при полных испытаниях $\delta_q^* = 1,15 \sqrt{2} = 1,6\%$, а при упрощенных $\delta^* = 1,65 \sqrt{2} = 2,35\%$. Полученные цифры предельных и вероятностных погрешностей характеризуют зону неопределенности энергетических характеристик.

11.4. Учет случайного характера исходной информации

Большая часть исходной информации в энергетической системе является вероятностной, что требует привлечения вероятностных методов для оценки поведения системы. В настоящее время преобладают детерминированные методы расчета режимов системы. В них жестко определены причинно-следственные связи, что приводит к определенности решения. Вероятностные свойства системы учитываются различно: при корректировке параметров в процессе управления, при задании равнозначных решений, при учете зоны неопределенности и пр. Во многих случаях эти приемы заведомо не обеспечивают оптимальности, поэтому все большее и большее применение находят вероятностные методы расчетов. При использовании вероятностных методов параметры поведения системы можно определить лишь "в среднем" и оценить границы их вариации и надежность решения.

Точные методы вероятностного анализа нелинейных систем в настоящее время не разработаны, поэтому в практических расчетах используются различные приближенные методы. Наиболее полным из приближенных является метод Монте-Карло. Он позволяет исследовать многомерные нелинейные системы с заданными законами случайных возмущений. Имея связь входных и выходных параметров в виде функций, систем уравнений, графиков, можно получить выходные параметры по случайным реализациям входных.

При весьма разнообразных условиях случайная величина, являющаяся суммой большого числа независимых случайных величин, каждая из которых оказывает лишь незначительное влияние на ее сумму, имеет распределение, близкое к нормальному.

Однако этот метод очень трудоемкий. Поэтому находят применение и упрощенные методы вероятностного анализа. Методы вероятностного анализа в данном учебнике не рассматриваются. Излагаются только принципы решения некоторых задач.

При решении оптимизационных задач в вероятностной постановке минимизируется математическое ожидание критерия оптимизации

$$m(\Phi) = \min. \quad (11.24)$$

Выполнение условия (11.24) говорит об оптимальности решения в среднем. На $m(\Phi)$ влияют случайные реализации параметров X^* , причем они подчиняются известным вероятностным закономерностям. Можно записать, что

$$X^* = X_{\text{ср}} + \Delta X^*, \quad (11.25)$$

где $X_{\text{ср}}$ – среднее значение величины; ΔX^* – случайные отклонения от среднего.

Расчеты режимов выполняются для каждой реализации величины по (11.25). Чем больше расчетов, тем надежнее будут конечные результаты, тем больше они будут приближаться к своим математическим ожиданиям.

Оценка наивыгоднейшего распределения нагрузки с учетом случайного характера исходных энергетических характеристик станций. Расчеты выполняются следующим образом. Вначале характеристики относительных приростов считаются правильными, и по ним производится наивыгоднейшее распределение нагрузки. Это решение принимается за оптимальное. Затем считается, что в интервале заданных погрешностей характеристики могут изменяться случайно. По каждой случайной характеристике можно провести аналогичные расчеты наивыгоднейшего распределения нагрузки. В результате можно определить перерасход топлива по отношению к оптимальному. Выполнив серию подобных расчетов, определяют средний перерасход топлива:

$$\Delta B_{\text{ср}} = B_0 - B_{\text{ср}}, \quad (11.26)$$

где B_0 – расход топлива в оптимальном режиме; $B_{\text{ср}}$ – средний расход топлива при случайных характеристиках.

Вариации характеристик получают с помощью совокупности случайных чисел, вырабатываемых специальным генератором случайных чисел на ЭВМ. Генераторы псевдослучайных чисел реализуют заданный закон распределения вероятностей и его числовые характеристики. Говоря о случайных погрешностях характеристик, часто считают, что изменчивость расхода топлива (воды) подчиняется закону равных вероятностей (в первом приближении можно считать равновероятными изменения многих технических параметров), а изменения мощности – нормальному закону. Однако правильное представление о случайных величинах можно получить лишь при обработке статистической информации для конкретного объекта.

Узловым моментом этой методики является вероятностная модель характеристик станций. Имитация координат характеристик, т.е. относительных приростов и мощностей, достигается композицией на плоскости двух выбранных законов распределения этих величин в интервалах заданных погрешностей относительных приростов $\pm \Delta b$ и мощностей $\pm \Delta P$. Генератор псевдослучайных чисел выдает числа в соответствии с заданным законом распределения случайной величины при их математическом ожидании, равном нулю, и среднеквадратичным отклонением $\sigma = 1$. При проведении большого числа испытаний можно получить среднестатистическую связь между перерасходом топлива и погрешностями характеристики.

На рис. 11.2 показан случай, когда для мощностей P принят нормальный закон распределения вероятностей, а для относительных приростов b – равномерный. Если применяется нормальный закон случайного измерения мощностей, то с вероятностью $p = 0,9973$ можно считать, что отклонения случайной величины от своего центра распределения будут в пределах $\Delta = 3\sigma$. При известной предельной погрешности Δ получим $\sigma = \Delta / 3$. Для равномерного закона изменения относительных приростов $\Delta = \sigma$.

Генератор случайных чисел выдает числа φ и γ , соответствующие определенной вероятностной модели, и они позволяют найти координаты новой характеристики. При постоянной мощности случайная величина относительного прироста

$$b^* = b(1 + k\varphi\Delta b), \quad (11.27)$$

а случайная величина мощности для этого относительно прироста

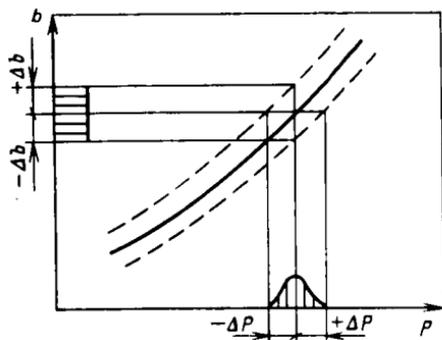


Рис. 11.2. Моделирование случайной характеристики относительных приростов

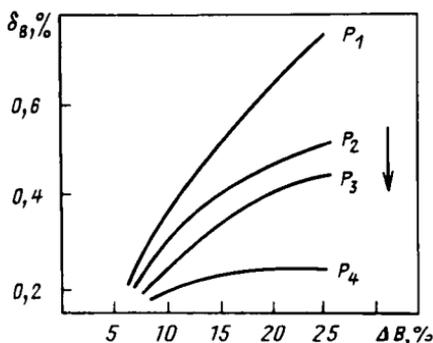


Рис. 11.3. Влияние погрешностей расходных характеристик агрегатов на эффективность оптимизации режимов:

δ_B — перерасход от возможной экономии ΔB_0 ; ΔB — погрешности характеристик; P — нагрузка станции

$$P^* = P(1 + m\gamma\Delta P), \quad (11.28)$$

где b и P — заданные значения величин; k, m — постоянные, зависящие от выбранных законов распределения вероятностей случайных величин.

При моделировании характеристик относительных приростов производится проверка их на монотонность. Условие монотонности накладывает ограничение на статистическую модель и не позволяет независимо моделировать различные точки характеристики. Задается это ограничение различно: можно моделировать характеристику шаг за шагом, оставляя только допустимые по условию монотонности точки, можно моделировать только крайние точки характеристики и через них проводить монотонную характеристику и пр. Очень часто применяется положение об одинаковом относительном изменении всех точек характеристики. Это достигается определением только одной случайной точки характеристики и пропорциональным перемещением всех остальных точек по коэффициенту $k = X/X^*$, где X — первоначальное число, X^* — случайное. Обычно проводится несколько сотен расчетов по различным случайным характеристикам, что и позволяет получить надежные средние оценки и их вероятности.

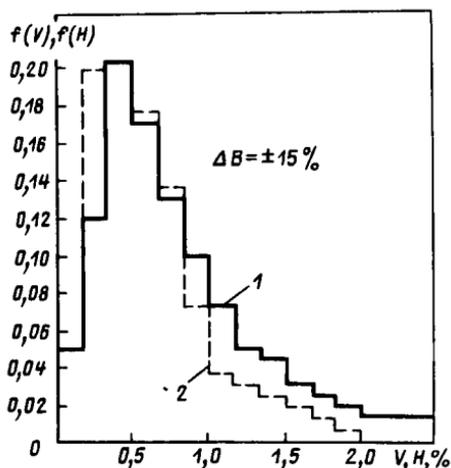


Рис. 11.4. Гистограмма перерасхода топлива в зависимости от погрешностей расходных характеристик агрегатов:

1 — относительный перерасход H при выборе состава агрегатов от возможной экономии; 2 — относительный перерасход V от возможной экономии при распределении нагрузки

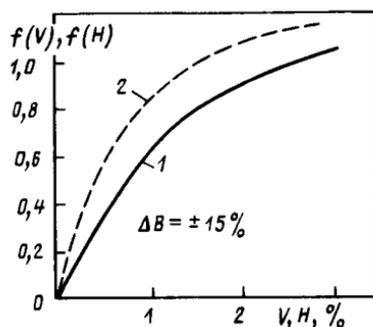


Рис. 11.5. Плотность распределения величины перерасхода топлива:

1 — для H ; 2 — для V

В задаче распределения нагрузки получают характеристику перерасхода топлива в зависимости от погрешностей (рис. 11.3). Из нее видно, что если распределяется между станциями определенная нагрузка P , то, например, при погрешности характеристики по топливу, равной 20%, перерасход (потеря экономии) составляет 0,2–0,8% расхода топлива. Эти потери соизмеримы с возможной экономией топлива от оптимизации распределения нагрузки. Естественно, что с увеличением погрешностей характеристик возрастает и величина перерасхода топлива.

При большом числе испытаний можно получить вероятность появления той или иной величины перерасхода. Для этого вначале строится гистограмма, показывающая частоту появления определенной величины перерасхода топлива при заданной погрешности характеристики (рис. 11.4). При большом числе опытов гистограмма приближается к кривой плотности распределения вероятностей (рис. 11.5). Статистическая функция распределения вероятностей позволяет определить вероятность появления того или иного перерасхода.

Если известен расчетный эффект оптимизации, то погрешности характеристик приведут к его снижению на определенную величину. Равенство этих величин является граничным условием

целесообразности оптимизации. Расчеты показывают, что при погрешностях характеристик 10–15% эффект оптимального распределения нагрузки соизмерим с проигрышем от погрешностей характеристик.

Оценка эффективности оптимизации состава агрегатов при вероятностных характеристиках агрегатов. Состав агрегатов также зависит от погрешностей энергетических характеристик. Выбор неоптимального числа агрегатов вызывает больший перерасход топлива, чем неоптимальное распределение нагрузки. Методика этой задачи аналогична рассмотренной, но для каждой реализации энергетических характеристик решается и задача выбора состава агрегатов, и задача наивыгоднейшего распределения нагрузки между ними. Перерасхода топлива для задачи выбора состава агрегатов значительно больше при равных условиях, чем перерасход от неоптимального распределения нагрузки.

11.5. Эффективность в условиях неопределенности

Неопределенная информация. В общем случае исходная информация подразделяется на четыре группы: детерминированную, вероятностно-определенную, вероятностно-неопределенную (частично неопределенную), неопределенную (рис. 11.6). Детерминированная информация основана на закономерных причинно-следственных связях. Вероятностно-определенная (ее и называют вероятностной) отражает причинно-следственные связи, имеющие случайный характер. Последние два вида информации связаны с понятием неопределенности. Неопределенная информация неоднозначная, и причины неоднозначности неизвестны. Обычно она задается диапазоном возможных значений или диапазоном и распределением вероятностей величины внутри диапазона. В последнем случае имеет место частичная неопределенность. Естественно, что неопределенность показателя тем выше, чем шире диапазон его возможных значений. В энергетике много показателей характеризуются полной или частичной неопределенностью. Так, частично неопределенными являются природные процессы (речной сток, температура наружного воздуха), экономические показатели объектов и пр. Однако имеются показатели, для которых получить объективные вероятностные характеристики нельзя (но-

Вид информации	Форма математического описания																									
	Непрерывные величины	Дискретные величины																								
Детерминированная (однозначная)	<p>Точка a</p>	<p>Точка a</p>																								
Вероятностно-определенная	<p>Функция распределения</p>	<p>Ряд распределения</p> <table border="1"> <tr> <td>y_1</td> <td>y_2</td> <td>...</td> <td>y_n</td> </tr> <tr> <td>p_1</td> <td>p_2</td> <td>...</td> <td>p_n</td> </tr> </table> <p>$\sum_{i=1}^n p_i = 1$</p>	y_1	y_2	...	y_n	p_1	p_2	...	p_n																
y_1	y_2	...	y_n																							
p_1	p_2	...	p_n																							
Частично-неопределенная	<p>Серия функций распределений</p>	<p>Серия рядов распределений</p> <table border="1"> <tr> <td>y_1</td> <td>y_2</td> <td>...</td> <td>y_n</td> </tr> <tr> <td>p_1</td> <td>p_2</td> <td>...</td> <td>p_n</td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td>y'_1</td> <td>y'_2</td> <td>...</td> <td>y'_n</td> </tr> <tr> <td>p_1</td> <td>p_2</td> <td>...</td> <td>p_n</td> </tr> </table> <table border="1"> <tr> <td>y''_1</td> <td>y''_2</td> <td>...</td> <td>y''_n</td> </tr> <tr> <td>p_1</td> <td>p_2</td> <td>...</td> <td>p_n</td> </tr> </table> <p>.....</p>	y_1	y_2	...	y_n	p_1	p_2	...	p_n	y'_1	y'_2	...	y'_n	p_1	p_2	...	p_n	y''_1	y''_2	...	y''_n	p_1	p_2	...	p_n
y_1	y_2	...	y_n																							
p_1	p_2	...	p_n																							
y'_1	y'_2	...	y'_n																							
p_1	p_2	...	p_n																							
y''_1	y''_2	...	y''_n																							
p_1	p_2	...	p_n																							
Неопределенная	<p>Отрезок (диапазон) значений</p> <p>0 a_{\min} a_{\max}</p> <p>y</p>	<p>Набор значений (точек)</p>																								

Рис. 11.6. Формы представления исходной информации

вые виды оборудования, перспективные величины электро- и теплотребления и пр.).

Для решения задач с неопределенной исходной информацией широко применяются минимаксные критерии и теория игр. Они позволяют определять гарантированный (минимальный) эффект (выигрыш) в условиях неопределенности.

Рассмотрим кратко методику выполнения таких расчетов. Пусть рассматриваются случайные состояния двух величин, причем они равноправны и независимы. Тогда можно использовать положения теории игр для двух игроков, кото-

рые подчиняются идее строгого соперничества. В таких играх игроки не могут достигнуть обоюдной выгоды посредством какого-либо сотрудничества. Будем считать также, что имеет место некооперативная игра, в которой не разрешено никакое сотрудничество между игроками до игры. Обозначим игроков цифрами 1 и 2. Множество возможных стратегий для них соответственно будут $A = \{\alpha_1, \dots, \alpha_m\}$ и $B = \{\beta_1, \dots, \beta_n\}$. Под стратегией понимается одно из состояний величины для игрока. Исход игры при совокупности двух стратегий различных игроков обозначим как $Q_{kp} \{\alpha_k, \beta_p\}$. Можно составить матрицу, совокупность строк и столбцов которой дает возможные комбинации параметров (табл. 11.3).

Таблица 11.3. Матрица оценок

β	α_1	...	α_m
β_1	$Q_{11}(\alpha_1, \beta_1)$...	$Q_{1,m}(\alpha_m, \beta_1)$
...
β_n	$Q_{n,1}(\alpha_1, \beta_n)$...	$Q_{n,m}(\alpha_m, \beta_n)$

Отдельные стратегии, которые будем называть чистыми, могут иметь различные вероятности. Пусть вероятности стратегий $\alpha_1, \dots, \alpha_m$ будут x_1, \dots, x_m , а вероятности стратегий β_1, \dots, β_n будут y_1, \dots, y_n . На основе чистых стратегий и их вероятностей можно составить смешанные стратегии для первого игрока $X = (x_1\alpha_1, \dots, x_m\alpha_m)$ и второго игрока $Y = (y_1\beta_1, \dots, y_n\beta_n)$. Тогда средняя полезность выбора каких-либо смешанных стратегий для первого игрока равна математическому ожиданию

$$m_1(X, Y) = \sum_{kp} x_k a_{kp} y_p, \quad (11.29)$$

а для второго игрока

$$m_2(X, Y) = \sum_{kp} x_k b_{kp} y_p, \quad (11.30)$$

где a_{kp}, b_{kp} — полезность исхода игры для первого и второго игроков соответственно.

Анализируя математические ожидания полезности игры, полученные по (11.29) и (11.30), можно определить минимальный и максимальный уровни выгоды при изменении стратегий одного из игроков.

Если определяется гарантированный минимальный эффект, то используются минимаксные критерии:

$$V_1 = \min_X \{ \max_Y m_2(X, Y) \}, \quad (11.31)$$

$$V_2 = \min_Y \{ \max_X m_1(X, Y) \}. \quad (11.32)$$

Применяя максиминные критерии, можно определить возможный максимальный выигрыш:

$$V_1' = \max_Y \{ \min_X m_2(X, Y) \}, \quad (11.33)$$

$$V_2' = \max_X \{ \min_Y m_1(X, Y) \}. \quad (11.34)$$

Кроме этих для неопределенности характерны и другие оценки: риск при выборе того или иного решения, среднеарифметический эффект и др. Различные критерии приводят к выбору различных решений, причем надо учесть, что ни один из критериев не вызывает полного доверия, и в связи с чем они не могут полностью устранить неопределенность в принятии решения. Поэтому окончательный вариант решения выбирается с привлечением экспертных оценок, интуитивных соображений и других приемов.

В условиях неопределенности рассматривается ряд перспективных задач энергетики: выбор рациональной структуры ЕЭС, выбор новых типов энергетического оборудования, выбор первоочередных для строительства электростанций и др. Режимные задачи в них играют второстепенную роль, но и для них возможно решение в условиях неопределенности.

11.6. Технико-экономическое обоснование АСУ

Эффективность АСУ. Любая разработка АСУ должна начинаться с исследования того, что уже существует, и определения целесообразной области автоматизации задач на базе АСУ. Целесообразность создания АСУ обосновывается на основе расчетов по утвержденной методике. Эффективность использования программ, которые входят в АСУ, зависит от множества реальных обстоятельств в период их внедрения. Например, обычно программы расчетов вводятся в эксплуатацию параллельно с существующими ручными способами обработки информации. Этап параллельного использования этих двух способов может быть достаточно продолжительным и очень обременительным для пользователя. Эффективность АСУ существенно зависит от людей, которые вынуждены переходить на новые методы работы. Приведем рисунок из зарубежной литературы, который дает общую картину поведения разработчиков и пользователей, определяющую эффективность АСУ (рис. 11.7). Для различных задач показано, что общая длительность разработ-

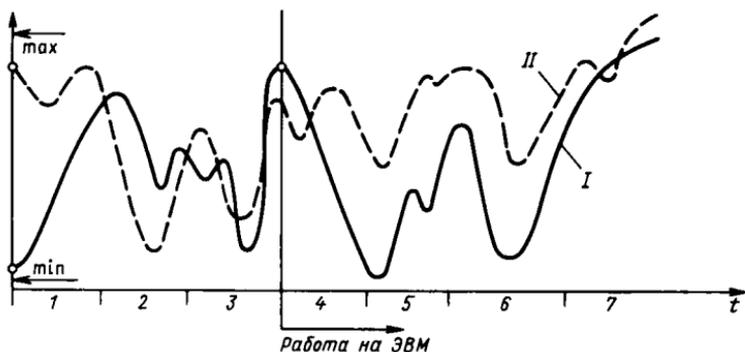


Рис. 11.7. Эффективность АСУ в процессе совместной работы пользователей и разработчиков при автоматизации решения задачи на базе ЭВМ:

I — отношение к разработкам пользователей; *II* — то же разработчиков; 1 — обоснование целесообразности решения задачи; 2 — функциональный анализ; 3 — алгоритмизация задачи; 4 — отладка программы; 5 — опытная эксплуатация программы; 6 — сдача автоматизированной задачи в промышленную эксплуатацию; 7 — накопление опыта и усовершенствование программы; *min-max* — диапазон изменения эффективности АСУ

ки задачи в АСУ, начиная с обоснования ее целесообразности и кончая сдачей в промышленную эксплуатацию, может изменяться от нескольких месяцев до нескольких лет.

Научно-технический уровень АСУ. Для сопоставления различных АСУ и оценки качества их функционирования введена единая система показателей, характеризующая научно-технический уровень АСУ (НТУ АСУ). Оценка НТУ АСУ проводится по специальной методике, основанной на системе расчетных коэффициентов (баллов). Методика получения расчетных коэффициентов и их численные значения отражают существующий уровень АСУ. По мере изменения его будут изменяться и методы расчета НТУ АСУ.

Оценка НТУ проводится по десятибалльной шкале и включает показатели системотехнический, экономического потенциала, охвата автоматизацией задач управления, организации производства и труда.

Показатели эффективности АСУ. Экономическая эффективность разработки и внедрения АСУ определяется повышением общественной производительности труда, увеличением объемов производства, снижением эксплуатационных затрат на производстве.

Экономическую эффективность определяют три показателя.

1. Годовой прирост прибыли (годовая экономия)

$$C_{\text{год}} = \left(\frac{C_1}{A_1} - \frac{C_2}{A_2} \right) A_2 + P_1 \left(\frac{A_2 - A_1}{A_1} \right), \quad (11.35)$$

где C_1, C_2 – себестоимость годового объема реализуемой продукции до и после внедрения АСУ; A_1, A_2 – годовой объем реализуемой продукции до и после внедрения АСУ; P_1 – прибыль от реализации продукции до внедрения АСУ.

2. Годовой экономический эффект

$$З = C_{\text{год}} - E_{\text{эф}} K_{\text{АСУ}}, \quad (11.36)$$

где $E_{\text{эф}}$ – расчетный коэффициент эффективности; $E_{\text{АСУ}} = 0,33$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений на создание и внедрение средств вычислительной техники и АСУ.

Оценка эффективности сопровождается конкретными расчетами определения стоимости основных фондов, эксплуатационных затрат на функционирование систем, себестоимости выпуска продукции при внедрении АСУ, затрат на развитие энергетики.

Основные производственные фонды при создании АСУ возрастают на величину стоимости всех технических средств, необходимых для функционирования АСУ, а также появляются затраты на строительство или реконструкцию зданий и сооружений, для размещения и обслуживания всех средств АСУ. Полные затраты на создание АСУ состоят из капитальных вложений в производственные фонды и предпроизводственных затрат на разработку, опытную эксплуатацию и внедрение АСУ.

При расчете единовременных затрат на создание и внедрение АСУ учитывается их разновременность с использованием коэффициента

$$\beta_{\text{пр}} = (1 + E_{\text{пр}})^{T - t_{\text{в}}}, \quad (11.37)$$

где $E_{\text{пр}} = 0,08$ – нормативный коэффициент приведения; $t_{\text{в}}$ – расчетный год ввода АСУ; T – год вложения единовременных капитальных средств.

Совершенствование структуры управления и возможность решения новых задач в условиях АСУ позволяют получить дополнительный эффект за счет следующих факторов:

снижения эксплуатационных затрат на обслуживание;
повышения эксплуатационных возможностей энергосистем и электростанций;

снижения капиталовложений на развитие энергетики за счет параметрической оптимизации, повышения КПД установок и др. Например, могут быть увеличены гарантированная отдача и вытесняющая мощность ГЭС, снижены потери энергии в сетях.

Официальная методика Минэнерго СССР рекомендует определять эффективность с использованием коэффициентного метода. Коэффициенты эффективности найдены путем экспертного анализа.

Составляющие эффекта создания АСУ

$$\Delta X_i = X_i \beta_i, \quad (11.38)$$

где X_i – величина до создания АСУ; β_i – коэффициент изменения X_i за счет АСУ.

Некоторые коэффициенты β_i , отн.ед., приведены ниже:

Дополнительная выработка электроэнергии ГЭС за счет оптимизации работы станции и режимов водохранилища	0,003–0,01
Уменьшение потерь активной мощности в электрических сетях	0,03–0,05
Снижение затрат на текущий ремонт оборудования . . .	0,01–0,02
Снижение затрат на оплату труда производственного персонала	0,05–0,01
Снижение затрат на оплату труда производственного персонала при выполнении капитальных ремонтов хозяйственным способом	0,005–0,01
Сокращение затрат на материалы и запасные части при выполнении капитальных ремонтов	0,02–0,04

Вопросы для самопроверки

1. Какие виды погрешностей возникают при решении режимных задач?
2. Как определяется эффективность решения режимных задач?
3. Какие виды погрешностей рассчитываются для исходной информации в режимных задачах?
4. Как погрешности характеристик относительных приростов влияют на результаты оптимального распределения нагрузки?

5. Какими методами можно учесть влияние случайного характера исходной информации на результаты оптимизации режимов?

6. Как можно учесть неопределенность информации при решении режимных задач? Какими методами?

7. Какие преимущества дают АСУ в решении режимных задач?

8. Как оценивается экономическая эффективность АСУ?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. О коренной перестройке управления экономикой: Сб. документов. М.: Политиздат, 1987.

2. Управление мощными энергообъединениями /Под ред. С.А. Савалова. М.: Энергоатомиздат, 1984.

3. Арзамасцев Д.А., Барталомей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. М.: Высшая школа, 1983.

4. Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л. Модели оптимизации развития энергосистем. М.: Высшая школа, 1987.

5. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Энергетика в современном мире. М.: Знание, 1986.

6. Журавлев В.Г., Обрезков В.И., Филиппова Т.А. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. М.: Энергия, 1978.

7. Кастеллани К. Автоматизация решения задач управления. М.: Мир, 1982.

8. Методы оптимизации режимов энергосистем /Под ред. В.М. Горштейна. М.: Энергоиздат, 1981.

9. Оперативно-производственная информация в энергетике /Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1987.

10. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике /Под ред. О.В. Щербачева. Л.: Энергия, 1980.

11. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов /Под ред. В.А. Семенова. М.: Энергоатомиздат, 1983.

12. Прузнер С.Л., Златопольский А.Н., Журавлев В.Г. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. М.: Высшая школа, 1981.

13. Режимы Единой энергосистемы /Под ред. С.А. Савалова. М.: Энергоатомиздат, 1983.

14. Страсман Поль А. Информация в век электроники: Проблемы управления: Пер. с англ. с сокр. М.: Экономика, 1987.

15. Технические средства АСУ /Под ред. Г.Б. Кезлинга. Л.: Машиностроение, Т. 1, 2. 1986.

16. Фазылов Х.Ф., Юлдашев Х.Ю. Оптимизация режимов электроэнергетических систем. Ташкент: Фан, 1987.

17. Цветков Е.В., Алябышева Т.М., Парфенов Л.Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1984.

18. Информационные системы для руководителей /Ф.И. Перегудов, В.П. Тарасенко, Ю.П. Ехланов и др. /Под ред. Ф.И. Перегудова. М.: Финансы и статистика, 1989.

19. Рихтер Л.И., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. М.: Энергоиздат, 1981.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Автоматизированная система управления (АСУ) 24**
 виды обеспечения 26
 гидроэлектростанцией 122
 задачи 29
 иерархия 30
 интегрированная 29
 информационное обеспечение 60
 комплекс технических средств 87
 организационная 24
 отраслевая "Энергия" 30
 подсистемы 28
 технологическая 24
 технологическим процессом тепловой станции 101
 функциональная 29
 энергосистемой 86
 эффективность 342
- Аппроксимация характеристик 243**
- База данных 61**
- Баланс мощности активной 13**
 — — реактивной 14
- Банк данных 62**
- Библиотеки характеристик 238**
- Ввод информации в ЭВМ 37**
- Виды иерархии 169**
- Внесение уступок 154**
- Временные ряды 309**
- Выбор состава агрегатов 248**
- Гистограммы 338**
- Графики нагрузки 11**
- Декомпозиция системы 162**
- Децентрализация управления 103**
- Диапазон агрегата нагрузочный 218**
 — — регулировочный 218
- Документ 61**
- Задачи анализа и синтеза 165**
- Иерархия управления временная 169**
 — — пространственная 169
 — — ситуативная 170
- Информация вероятностная 340**
 — — детерминированная 340
 — — неопределенная 340
- Канал связи 37**
 — — мультиплексный 37
 — — прямого доступа в память 48
 — — селекторный 37
- Карта отказов 136**
- Кодирование информации 62**
 — — машинное 62
- Комплекс вычислительный 82**
 — оперативно-информационный 87
- Комплексное использование гидрозлов 283**
- Корреляционные зависимости 239**
- Коэффициентный метод 345**
- Критерий выгоды отключения агрегатов 255**
- Метод вариационного исчисления 175**
 — градиента 198
 — динамического программирования 224
 — линейного программирования 286
 — множителей Лагранжа 175
 — наименьших квадратов 240
 — статистического моделирования 335
 — теории игр 340
- Модель адаптивная 150**
 — введения в допустимый режим 151
 — изучения явления 151
 — математическая 144
 — — содержательное описание 145
 — — упрощенная 150
- Неравномерность графиков нагрузки годовая 315**
 — — — недельная 317
 — — — суточная 318
- Обеспечение АСУ 26**
- Область компромиссов 154**
- Обработка информации вторичная 72**
 — — первичная 67
- Объекты нестационарные 147**
 — стационарные 147
- Опорный пункт обработки информации 45**
- Оптимизация балансов мощности 170**
 — векторная 153
 — режимов внутростанционная 261
 — — каскада ГЭС 279
 — — комплексная 195
 — топливоснабжения 286
- Оценка погрешности реализации режима 324**
 — решения 325
 — эффективности алгоритмов 323
- Пакеты прикладных программ 41**
- Параметры режима 10**
 — состояния системы 10

Первичные пункты сбора данных 95
Передача информации спорадическая 75
-- циклическая 75
Погрешность исходной информации 324
-- характеристик 333
-- натуральных 333
-- предельная 331
Правила выбора управляемых параметров 143
Принцип план-коррекция 205
Прогнозирование 306
Программное обеспечение ЭВМ 40
Продолжительность пуска агрегатов 219
Проектирование АСУ 165

Размерность и смысл множителей Лагранжа 184
Разрывы непрерывности характеристик 232
Расчет баланса выработки 290
Режим пакетной обработки 40
-- разделения времени 40
-- энергосистемы 10
Резерв мощности аварийный 16
-- вращающийся 16
-- нагрузочный 16
-- на капитальный ремонт 18
-- народнохозяйственный 18
Реквизит 61
Ремонтная площадка 296

Сети ЭВМ 58
Система информационная единая 29
-- интегрированная 29
-- кодирования информации 62
-- операционная 41
-- сбора информации 65
-- телемеханическая 74
-- электроэнергетическая 6
-- концентрированная 9
Скаляризация 154
Специальное математическое обеспечение 45
Структура энергосистемы 6
Субоптимизация 156
Суточная ведомость 82

Теория иерархических систем 156
Типизация АСУ 25
Типовые подпроцессы 145
Трансляторы 42

Управление агрегатами групповое 207
-- индивидуальное 207
-- в иерархической системе 168
-- темпе процесса 171
-- данными 41
-- диспетчерское 18
-- заданиями 41
-- задачами 42
-- иерархия 19
-- по частоте и активной мощности 209
Уравнения адаптации 150
-- гидравлической связи 280
-- ограничений 148
-- оптимального управления 149
-- связи 146
-- эффективности 149
Устройство телемеханики 74

Характеристики агрегатов маневренные 217
-- мгновенные 221
-- пусковые 270
-- относительных приростов 215
-- ТЭС эквивалентные 235
-- электростанции интегральные 238
-- статистические 239
-- энергоблоков ТЭС 214

Целевая функция 146
Центры коллективного пользования 57

Эксперимент активный 244
-- пассивный 244
Энергосистема 6
-- гидротепловая 9
-- концентрированная 9
Эффект последствий 187
Эффективность, критерий 146
-- управления 323
-- автоматического 324

Язык информационный 60
-- кодов машины 61
-- команд 43
-- программирования машинно-ориентированный 43
-- проблемно-ориентированный 43

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Часть I. Управление энергосистемами в условиях АСУ	6
Глава первая. Общие сведения об электроэнергетических системах и их режимах	6
1.1. Основные определения	6
1.2. Графики нагрузки	11
1.3. Баланс мощности и энергии	13
1.4. Резервы мощности	15
1.5. Диспетчерское управление	18
Глава вторая. Автоматизированная система управления в энергетике и ее технические средства	24
2.1. АСУ в энергетике	24
2.2. Структура АСУ	27
2.3. Структура подсистем АСУ ПРРЭ	33
2.4. Вычислительные машины для АСУ	35
2.5. Математическое обеспечение ЕС ЭВМ	40
2.6. Особенности программного обеспечения ЭВМ	44
2.7. Вычислительные машины СМ ЭВМ	45
2.8. МикроЭВМ	50
2.9. Персональные ЭВМ в энергетике	55
2.10. Вычислительные центры коллективного пользования и сети ЭВМ	57
Глава третья. Информация в АСУ энергетики	60
3.1. Информационное обеспечение АСУ	60
3.2. Сбор, передача, ввод и первичная обработка информации в АСУ ..	64
3.3. Телеинформационные системы в АСУ	74
3.4. Программируемые системы телемеханики	76
3.5. Телеобработка информации и ведение суточной ведомости	79
3.6. Организация общения диспетчера с ЭВМ	80
Глава четвертая. Автоматизированная система управления энергосистемой, электростанцией и электрическими сетями	86
4.1. Организация АСУ ЭЭС и комплекс технических средств АСУ	86
4.2. Основные типы ОИК	90
4.3. Межуровневый обмен информацией в энергосистеме	94
4.4. Сбор информации и подсистемы АСУ ЭЭС	94
4.5. Автоматизированная система диспетчерского управления	95
4.6. Автоматизированная система управления ТП ТЭС	101
4.7. Задачи АСУ ТП ТЭС	107
4.8. Управление работой энергоблока	112
4.9. Учет движения топлива	115
4.10. Экономическая эффективность АСУ ТП ТЭС или АЭС	120
4.11. Применение вычислительной техники на гидроэлектростанциях ..	122

4.12. Автоматизированная система управления предприятием электрических сетей.	127
4.13. Автоматизированная система управления ТП крупных подстанций.	137
<i>Глава пятая. Математическое моделирование в энергетике</i>	142
5.1. Параметры производственного процесса	142
5.2. Этапы моделирования	144
5.3. Математическая модель одноцелевой системы, имеющей один уровень управления	146
5.4. Некоторые виды упрощенных ММ	150
5.5. Пример модели	151
5.6. Многокритериальность и ее учет в математических моделях	153
5.7. Учет иерархии управления при моделировании режима	156
5.8. Моделирование многоуровневых многоцелевых объектов управления	159
5.9. Особенности разработки математических моделей в энергетике ..	161
5.10. Моделирование непрерывных процессов	163
5.11. Адаптивные модели	164
5.12. Модели для проектирования	165
<i>Часть II. Оптимальные режимы энергосистем и электростанций</i>	168
<i>Глава шестая. Наивыгоднейшее распределение нагрузки энергосистем</i>	168
6.1. О рациональном управлении энергосистемой	168
6.2. Распределение нагрузки между ТЭС	175
6.3. Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС	181
6.4. Распределение реактивных нагрузок	189
6.5. Упрощенный алгоритм комплексной оптимизации режима энергосистемы	191
6.6. Комплексная оптимизация режимов электроэнергетической системы	195
6.7. Распределение нагрузки между агрегатами электростанций	199
6.8. Оценка состояния электрической сети	201
6.9. Реализация распределения нагрузки при эксплуатации электростанций и энергосистем	204
<i>Глава седьмая. Характеристики электростанций</i>	212
7.1. Энергетические характеристики оборудования	212
7.2. Маневренные характеристики ТЭС	217
7.3. Эквивалентные характеристики	221
7.4. Энергетические характеристики станции с одинаковыми агрегатами	222
7.5. Построение эквивалентных характеристик станции методом динамического программирования	224
7.6. Построение эквивалентных характеристик станции при заданном составе работающих агрегатов	231
7.7. Эквивалентные характеристики ТЭС	235
7.8. Среднеинтервальные характеристики	238
7.9. Статистические характеристики	239
7.10. Получение энергетических характеристик в АСУ ТП электростанций	242
7.11. Эквивалентные характеристики с учетом потерь мощности	247
<i>Глава восьмая. Выбор состава агрегатов энергосистемы</i>	248
8.1. Характеристика задачи	248
8.2. Внутростанционная оптимизация режимов	253
8.3. Выбор состава агрегатов в тепловой энергосистеме	255
8.4. Внутростанционная оптимизация режима ГЭС	261
8.5. Упрощенные методы управления агрегатами ГЭС	266
8.6. Библиотека эквивалентных характеристик ТЭС	269

<i>Глава девятая. Оптимизация долгосрочных режимов энергосистемы</i>	271
9.1. Текущее планирование режимов системы	271
9.2. Оптимизация режимов водохранилищ гидростанций	273
9.3. Методы оптимизации режима водохранилища одиночной ГЭС и каскада гидростанций	278
9.4. Оптимальное использование водных ресурсов гидроузлов комплексного назначения	283
9.5. Оптимизация балансов условного и натурального топлива	285
9.6. Долгосрочное планирование балансов мощности и выработки электроэнергии в системе	290
9.7. Оптимальное планирование ремонтов энергетического оборудования	295
9.8. Планирование и учет ремонтных работ в АСУ	300
<i>Глава десятая. Техничко-экономическое прогнозирование и планирование в энергосистемах</i>	302
10.1. Техничко-экономическое планирование в энергосистемах	302
10.2. Модели прогнозирования технико-экономических показателей	306
10.3. Прогнозирование электропотребления и графиков нагрузки энергетической системы	315
10.4. Планирование технико-экономических показателей	319
<i>Глава одиннадцатая. Эффективность решения режимных задач</i>	323
11.1. Оценка эффективности	323
11.2. Влияние погрешностей энергетических характеристик	328
11.3. Предельная погрешность характеристик электростанций	331
11.4. Учет случайного характера исходной информации	334
11.5. Эффективность в условиях неопределенности	339
11.6. Техничко-экономическое обоснование АСУ	342
Список литературы	346
Предметный указатель	347

Учебное издание

Веников Валентин Андреевич

Журавлев Валерий Георгиевич

Филиппова Тамара Арсентьевна

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

Редактор издательства *И.И. Лобысева*

Художественные редакторы *В.А. Гозак-Хозак, А.А. Белоус*

Технические редакторы *Г.Н. Лядухина, Т.Н. Тюрина*

Корректор *Л.С. Тимохова*

ИБ № 2561

Набор выполнен в издательстве. Подписано в печать с оригинала-макета 10.10.90.
Формат 60 x 88 1/16. Бумага офсетная № 2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 21,56.
Усл. кр.-отт. 21,56. Уч.-изд. л. 23,71. Тираж 6 500 экз. Заказ 6145. Цена 1 р. 10 к.

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

Отпечатано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография" Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валуевая ул., 28.