

*The author*

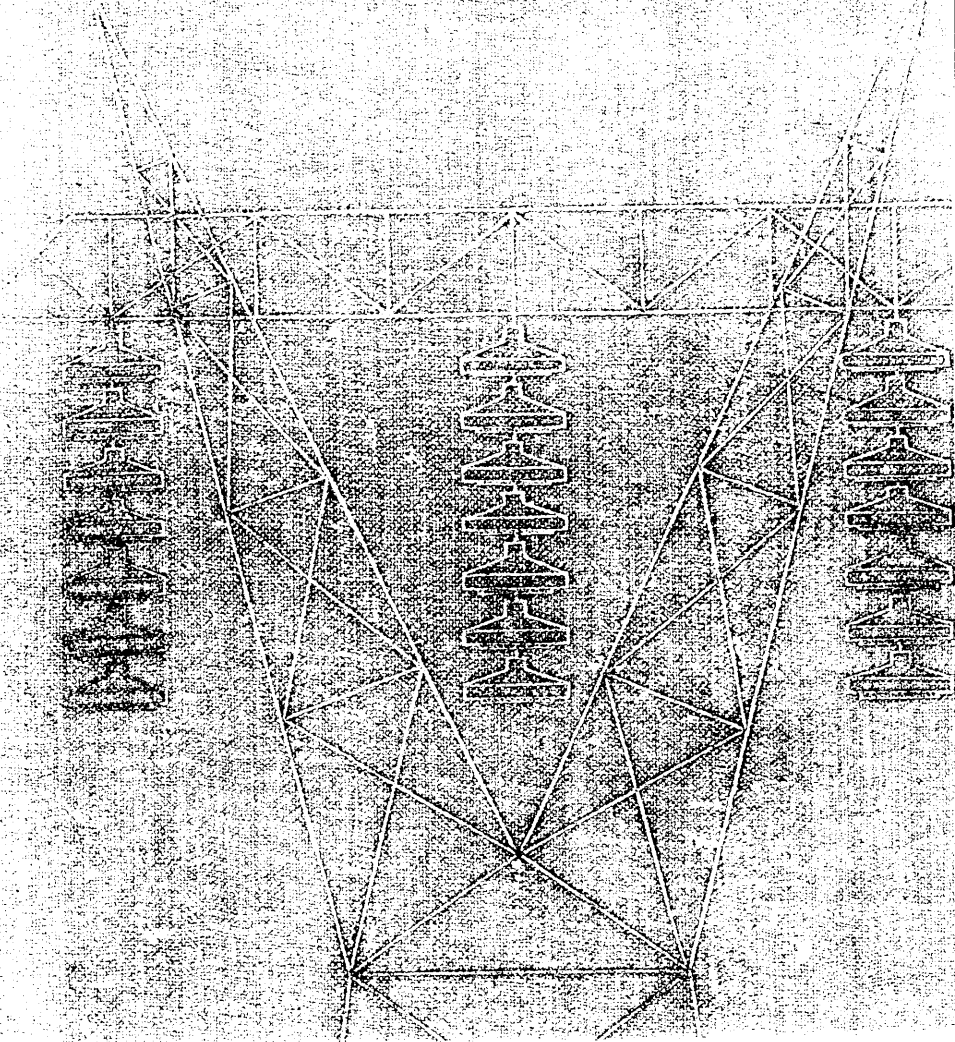
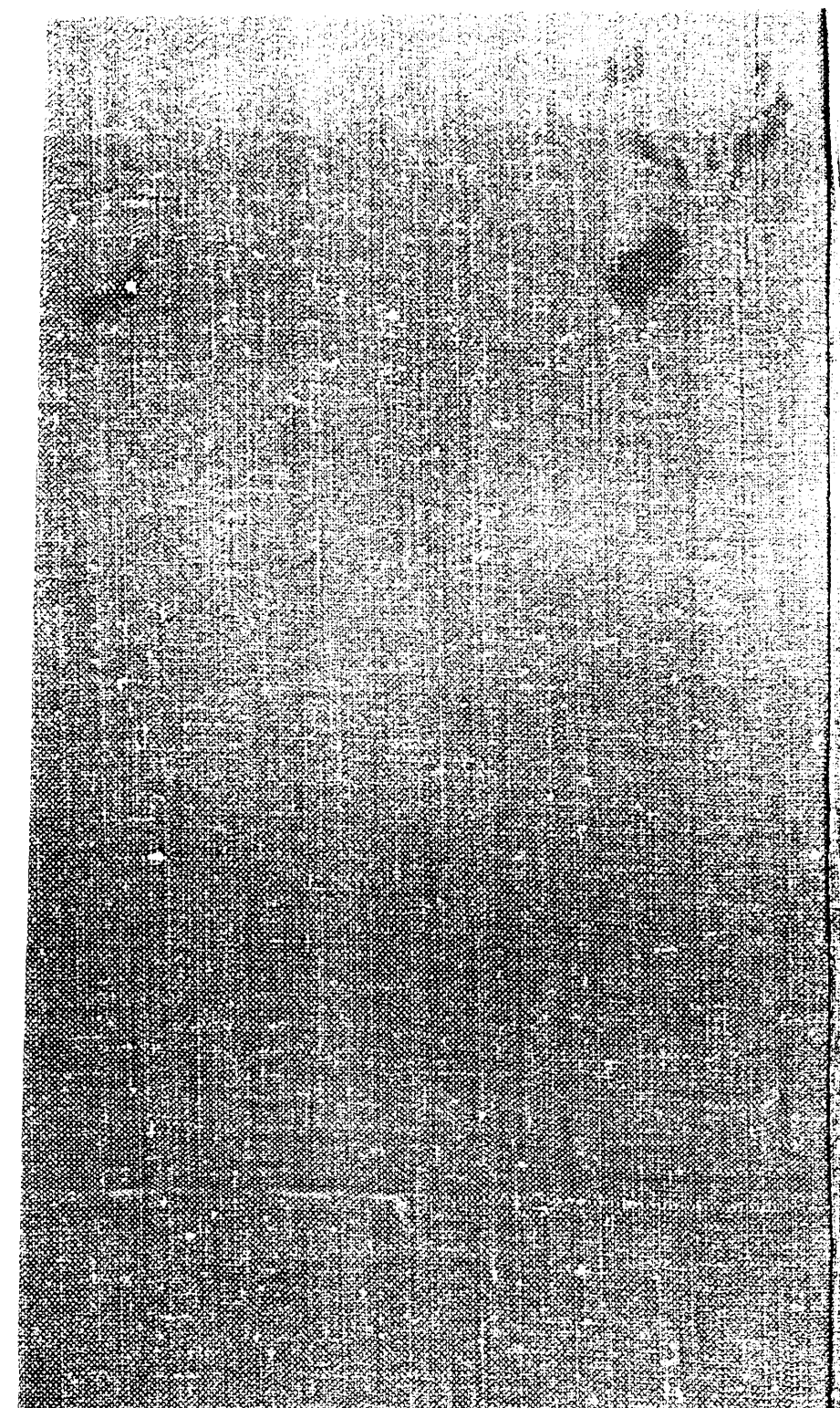
# ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ЭНЕРГЕТИКА

ЭНЕРГЕТИКА

ЭНЕРГЕТИКА



# ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Под редакцией проф. В. М. Синькова

*Издание второе, переработанное и дополненное*

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов энергетических специальностей вузов

ДУРБОМАШИНБЕ

Издательское объединение «Вища школа»  
Головное издательство  
Киев — 1976

ни  
юе  
ся-  
эп-  
во-  
ач,  
ис-  
зя-  
ес-  
ой  
ив-  
зе  
ть  
(е-  
ач  
ю-  
ин.  
юв-  
ю-  
их  
ть  
ях  
ы,  
и-  
ю-  
д-  
за-  
е-  
п-  
н-  
в,  
их  
й»  
ях  
ив-  
ач  
ю.  
ю-



6П2.11  
О-62

УДК 621.311.004.13

**Оптимизация режимов энергетических систем.** Синьков В. М., Богословский А. В., Григоренко В. Г., Калиновский Я. А., Огородников А. А., Мозговая Э. А. Издательское объединение «Вища школа», 1976, 308 с.

В пособии изложены теоретические основы расчета оптимальных режимов энергетических объединений и тепловых электрических станций. Приведены краткие сведения о математическом аппарате, используемом при решении вопросов оптимизации, а также рекомендации по расчетам с примерами. Рассмотрены методы построения технико-экономических характеристик основного оборудования. Предназначается в качестве учебного пособия для студентов энергетических специальностей вузов и может быть использовано инженерно-техническими работниками энергетических предприятий.

Табл. 39. Ил. 147. Библиогр. 52.

Редакция литературы по радиоэлектронике, кибернетике и связи. Зав. редакцией А. В. Дьячков

О 30303—120 64—76  
М211(04)—76

© Издательское объединение «Вища школа», 1976.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

С каждым годом наука управления приобретает все большее значение в жизни нашего государства. Вопросам совершенствования управления уделяется большое внимание в решениях XXV съезда КПСС.

Наряду с улучшением решения административно-хозяйственных задач в настоящее время разрабатываются научные основы и решаются практические вопросы оптимального управления всеми отраслями народного хозяйства. На основе общей теории оптимального управления разрабатываются методы решения конкретных задач, связанных с размещением, строительством и эксплуатацией промышленных, транспортных и сельскохозяйственных предприятий.

В настоящей книге рассматривается сравнительно небольшой круг задач, связанных с расчетом оптимальных режимов эксплуатации существующих энергетических установок.

С точки зрения науки управления современная энергетика представляет собой сложную кибернетическую систему, относящуюся к классу больших систем.

Под этим подразумевается не только наличие большого числа элементов, составляющих системы с многоконтурными обратными связями, но и некоторые особые признаки: иерархичность (многоступенчатость) структуры, необходимость решать оптимизационные задачи с различной степенью детализации и различными допущениями для отдельных ее уровней, обязательное участие человека в решении задач управления, а также то важное обстоятельство, что большая система обладает новыми, более сложными свойствами по сравнению с составляющими ее компонентами. Решение задач оптимизации в такой системе встречает серьезные трудности, обусловленные масштабами системы, необходимостью рассматривать длительные и кратковременные периоды ее работы, сложностью и нелинейностью технико-экономических зависимостей и затруднениями в получении достоверной исходной информации.

Авторы считали необходимым, в первую очередь, последовательно изложить методы решения оптимизационных задач, основанные на физических представлениях о рассматриваемом технологическом процессе. Современные математические методы, основанные на использовании ЭЦВМ с применением тех или иных приемов организованного перебора вариантов, не являются достаточно удобными при изучении и показе физической сущности явлений, что совершенно необходимо для четкого представления о влиянии тех или иных факторов на режим работы энергетической установки.

Поэтому после рассмотрения экономических характеристик основного энергетического оборудования ТЭС в следующих главах изложены основные вопросы оптимизации режимов ТЭС, ГЭС и энергосистем с позиций классического вариационного исчисления.

Одна глава посвящена принципам построения специализированных устройств, применяющихся для оптимизации режимов ТЭС и энергосистем. В двух последних главах даны краткие сведения о применении современных методов «неклассической» математики и показана структура некоторых алгоритмов решения стационарных и системных задач с помощью универсальных ЭЦВМ.

Наука управления — развивающаяся наука. И если теория оптимального управления разработана уже достаточно глубоко, то методы решения конкретных задач оптимизации режима сложных энергетических систем разработаны еще недостаточно. Поэтому в книге, наряду с установленными методами, рассмотрены и разрабатываю-

щаются, еще обсуждающиеся приемы решения задач. Авторы надеются, что такой подбор материала и указание на эти вопросы будут способствовать развитию инициативы у читателей и привлечению специалистов и учащихся к решению задач оптимизации режимов энергетических установок. Этому же должен способствовать большой перечень литературы.

При решении задач оптимизации необходимо знание широкого круга сложных вопросов из области математики, теории оптимального управления, тепло- и гидроэнергетики. Чтобы сделать предлагаемый материал проще для изучения студентами вузов и доступнее для специалистов энергетических предприятий, в книге даны краткие сведения по указанным вопросам в объеме, необходимом для понимания основного содержания.

Описание элементов аналоговых и цифровых вычислительных машин, так же, как и организации вычислительного процесса на ЭЦВМ, в книге не дано, так как эти вопросы рассматриваются в других курсах.

В учебном пособии приведены экономические характеристики некоторых видов основного энергетического оборудования электростанций, частично заимствованные из нормативных материалов Минэнерго СССР, частично — построенные на их основе. Читателям следует иметь в виду, что эти приближенные характеристики имеют в основном иллюстративное назначение и не могут быть рекомендованы для расчетов применительно к конкретным установкам.

Широта круга рассмотренных вопросов и невозможность отказаться от общепринятых символов (например,  $Q$  — тепло и  $Q$  — реактивная мощность) явились причиной отказа от единой системы обозначений. Также не удалось с должной строгостью соблюсти единообразие индексации. Однако авторы полагают, что учащиеся должны, в первую очередь, усваивать суть дела, а не запоминать формулы с раз навсегда принятыми обозначениями.

Авторы выражают большую благодарность за ценные замечания — академику АН УССР Г. Е. Пухову, профессорам [В. Г. Холмскому] и В. А. Веникову, доценту В. С. Козлову и сотрудникам Челябинского политехнического института.

Рукопись учебного пособия была обсуждена на заседании бюро секции автоматизированных систем управления и вычислительной техники Украинского республиканского правления НТОЭ и ЭП. Авторы искренне благодарят докт. техн. наук Л. В. Цукерника (председателя секции) и специалистов, сделавших ряд замечаний по содержанию книги, кандидатов технических наук В. В. Зорина, В. Б. Полякова, Ю. В. Щербину, инженеров Ю. А. Вихорева, Ю. С. Дарьялова, Е. П. Крук, В. П. Шанина, В. П. Ширшова.

Введение и главы I, II и VI написаны В. М. Синьковым, глава III — В. М. Синьковым с участием Я. А. Калиновского, глава IV — А. А. Огородниковым, глава V — В. М. Синьковым с участием А. В. Богословского и А. А. Огородникова, глава VII — А. В. Богословским с участием В. М. Синькова и Я. А. Калиновского, главы VIII и IX — В. Г. Григоренко, Я. А. Калиновским, Э. А. Мозговой и В. М. Синьковым.

Авторы не сомневаются в том, что в предлагаемом учебном пособии могут быть найдены недостатки и погрешности — в подборе материала (сделанном с неизбежной долей субъективности), в построении книги, в изложении материала — и с признательностью примут все замечания, направленные по адресу: 252054, г. Киев, 54, ул. Гоголевская, 7, Головное издательство издательского объединения «Вища школа».

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика является одной из ведущих и наиболее высокоорганизованных отраслей народного хозяйства. Технологический процесс производства и распределения электрической и тепловой энергии достиг относительно высокой степени совершенства.

В процессе развития энергетики непрерывно повышается экономичность энергетических предприятий, что выражается в снижении затрат на производство и передачу тепловой и электрической энергии.

Производство и доставка потребителям электрической энергии характеризуются некоторыми особенностями, отличающими этот технологический процесс от производства и распределения других видов продукции. Во-первых, это — непрерывность и высокая скорость производства и транспортирования энергии и, во-вторых, — невозможность ее хранения.

Как и в большинстве других отраслей промышленности, повышение эффективности в энергетике достигается двумя путями.

Первый из них связан с совершенствованием вновь выпускаемого оборудования в направлении снижения удельных расходов тепла на единицу выработанной энергии для уменьшения топливной составляющей себестоимости и в направлении снижения удельной стоимости и повышения надежности этого оборудования для уменьшения амортизационных отчислений. Повышение единичной мощности агрегатов и их автоматизация снижают затраты на сооружение и обслуживание.

Для достижения этих целей необходимы систематические научные исследования, направленные на разработку новых и совершенствование существующих технологических процессов, изыскание новых материалов и др. Реализация этих мероприятий требует затраты больших средств и сказывается на эффективности эксплуатации лишь вновь сооружаемых электростанций.

Второй путь — рациональная эксплуатация существующих установок, заключающаяся в выборе наиболее выгодного состава работающего оборудования, проведении ремонтов и чисток в оптимальные сроки, наиболее благоприятном распределении нагрузки между работающими агрегатами.

Рациональная эксплуатация каждого отдельного агрегата заключается в реализации наиболее выгодного в экономическом отношении режима с учетом конкретных особенностей данного агрегата. Это может быть выбор наилучшего соотношения между расходами топлива и воздуха (для паровых котлов), выбор наиболее выгоднейшего вакуума (для паровых турбин) и т. д. В настоящей книге эти вопросы не рассматриваются, так как сущность всех мероприятий по оптимизации режима каждого отдельно взятого агрегата полностью определяется теоретическими основами и особенностями устройства и действия этого агрегата.

Выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования, оптимальная стратегия проведения ремонтов и наиболее целесообразное распределение нагрузки между работающими агрегатами представляют собой группу самостоятельных задач, объединяющихся понятием «оптимизация режимов энергетических систем и электрических станций». Эта группа вопросов образует новую научную дисциплину, которая изучает экономичность работы энергосистемы как совокупности электростанций и экономичность работы электростанций — как совокупности агрегатов. При этом совместная работа электростанций и совместная работа агрегатов изучаются только в аспекте экономичности, т. е. с целью разработки методов оптимизации, обеспечивающих по-

лучение наибольшего возможного народнохозяйственного эффекта при условии удовлетворения требований поддержания определенного уровня надежности снабжения потребителей энергией и обеспечения необходимого качества ее.

Практическая реализация возможной экономии от оптимизации режима энергетических установок не требует больших затрат, а проведение необходимых для этой цели мероприятий может осуществляться в несколько этапов. При этом целесообразно и возможно планировать работу таким образом, чтобы, в первую очередь, выполнять те работы, которые требуют наименьшей доли затрат и дают наибольшую экономическую выгоду, т. е. использовать «эффект первого шага».

Как известно, качество решения любой инженерной задачи, в частности точность расчета экономического режима, определяется тремя основными факторами: выбранной методикой расчета, погрешностью исходных данных и точностью вычислений.

Методы расчета экономических режимов достигли уже высокой степени совершенства. Дальнейшее их развитие идет по двум направлениям (что, пожалуй, характерно и для других областей науки): с одной стороны, — по пути разработки более точных методов, позволяющих принимать во внимание второстепенные и третьестепенные факторы, и, с другой стороны, — по пути разработки обоснованно упрощенных методов с квалифицированным отбором и учетом основных факторов, определяющих экономичность режима. В цепи расчетов экономических режимов наиболее слабым звеном являются исходные данные. Работы в этом направлении начаты сравнительно недавно, и актуальность их не вызывает сомнений. Поэтому в настоящей книге уделено внимание и этим вопросам.

Необходимо еще раз обратить внимание на то, что в практической работе не следует обольщаться возможностью выполнения вычислительных операций с почти неограниченной точностью и не следует стремиться к излишнему усложнению алгоритма, пока нет достоверных исходных данных для расчетов. Именно на решение последней задачи следует сейчас направить основные усилия. (Нельзя не заметить, что на необходимость соответствия между точностью метода расчета, точностью вычислений и погрешностью исходных данных неоднократно обращал внимание академик А. Н. Крылов.)

Не следует также упускать из виду, что усложнение методов расчета с целью повышения их точности заметно увеличивает затраты на выполнение вычислений, поэтому необходимо сопоставлять это возрастание с возможным повышением экономической эффективности.

Методы расчета оптимальных режимов непрерывно развиваются. Первые работы были выполнены Н. А. Сахаровым и Е. А. Ивановым. Большой вклад в теорию и практику оптимизации энергосистем и электростанций внесли Д. А. Арзамасцев, Э. Б. Ахундов, В. В. Болотов, В. А. Веников, С. А. Гинзбург, В. М. Горнштейн, В. И. Горушкин, В. Г. Журавлев, И. Б. Копылов, Л. А. Крумм, М. Д. Кучкин, И. М. Маркович, Н. А. Мельников, К. А. Смирнов, С. А. Совалов, Л. Д. Стернинсон, В. Г. Холмский, Е. В. Цветков, Л. В. Цукерник, В. С. Шаханов, С. В. Шахвердян, Л. К. Кирчмайер, Р. Д. Рингли, Т. Х. Смит, М. Дж. Стейнберг, Г. В. Стагг и др.

Теория оптимизации режимов энергетических систем является одним из разделов науки управления, роль которой в плановом хозяйстве нашего социалистического государства непрерывно возрастает.

## ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### Общие обозначения

$F$  — целевая функция  
 $\Phi$  — функция Лагранжа  
 $\eta$  — к. п. д.  
 $t$  — время (текущее)  
 $T, \tau$  — период времени  
 $f, \varphi, \psi$  — функции  
 $E$  — нормативный коэффициент  
 $K$  — капиталовложения  
 $\Psi, \psi$  — штрафная функция и ее производная на нагрузку  
 $p$  — вероятность  
 $R$  — доход на одной из стадий  
 $r$  — эксплуатационные затраты  
 $f$  — затраты на ремонт  
 $k$  — некоторые коэффициенты  
 $m, n$  — количество агрегатов, станций  
 $i, j, g, h$  — текущие индексы  
 $y, x$  — переменные

### Теплотехнические величины

$A^p$  — зольность рабочего топлива  
 $A$  — расход лимитированного топлива  
 $B$  — расход минимизируемого топлива  
 $D$  — расход пара  
 $E$  — уравнение связи (баланс мощности на шинах станции)  
 $F$  — расход смешанного (эквивалентного) топлива  
 $H$  — тепловой перепад  
 $K$  — уравнение связи (баланс тепла)  
 $M$  — изопериметрическое уравнение связи (баланс расхода энергоносителя)  
 $N$  — уравнение связи (баланс располагаемых мощностей)  
 $Q$  — тепло  
 $Q_n^p$  — низшая теплотворная способность рабочего топлива  
 $V, W$  — расход топлива  
 $W^p$  — влажность рабочего топлива  
 $a_{pt}, c_{pt}$  — операторы, определяющие влияние давления и температуры на расход энергоносителя  
 $a, b, f$  — ОПР соответствующего вида топлива  
 $c$  — цена топлива  
 $d$  — ОПР пара  
 $i$  — энтальпия  
 $k, m, n$  — параметры аппроксимирующей расходную характеристику уравнения  
 $p$  — давление  
 $q$  — ОПР тепла, относительные потери тепла

$t$  — температура  
 $r, s$  — участки паропровода  
 $w$  — удельная выработка электроэнергии  
 $\alpha, \beta$  — множители Лагранжа при уравнении баланса расхода энергоносителя  
 $\delta$  — удельный расход топлива  
 $\epsilon$  — общестанционный ОПРТ  
 $\kappa$  — общекотельный ОПРТ  
 $\theta$  — частная производная давления по расходу пара  
 $\mu$  — частная производная расхода топлива по давлению пара  
 $\sigma$  — доля лимитированного топлива в общем расходе

#### Гидротехнические величины

$H$  — напор  
 $V$  — объем воды (в водохранилище)  
 $W$  — расход воды  
 $z$  — отметка уровня воды  
 $w$  — ОПР воды  
 $\alpha$  — множитель Лагранжа при изопериметрическом уравнении баланса расхода воды

#### Электротехнические величины

$\mathcal{E}$  — расход электроэнергии  
 $B, C, D, F$  — коэффициенты формулы потерь  
 $E$  — электродвижущая сила  
 $I$  — ток  
 $P$  — активная мощность  
 $Q$  — реактивная мощность  
 $r, R$  — активное сопротивление; затраты на производство реактивной мощности  
 $S$  — полная мощность  
 $U$  — напряжение  
 $a$  — стоимость потерь электроэнергии  
 $h$  — номера участков сети,  $s$  — их число  
 $p$  — частная производная активной мощности по напряжению  
 $q$  — то же, реактивной мощности  
 $u_p, u_Q$  — частная производная напряжения по мощности (активной, реактивной)  
 $x$  — индуктивное сопротивление  
 $z$  — полное сопротивление  
 $\gamma$  — добротность линии электропередачи  
 $\theta$  — угол между векторами напряжений  
 $\vartheta_p, \vartheta_Q$  — частные производные потерь реактивной мощности по мощности станции (активной, реактивной)  
 $\lambda$  — общесистемный ОПРТ (ОПРТ в балансирующей точке)  
 $\pi$  — суммарные потери активной мощности в сети  
 $\xi$  — то же, реактивной  
 $\rho$  — ОПР электроэнергии на собственные нужды  
 $\sigma_p, \sigma_Q$  — частные производные потерь активной мощности по мощности станции (активной, реактивной)

## Глава I

### ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

#### § I-1. Структура диспетчерского управления энергетическими объединениями

Все основные энергетические предприятия (электрические станции, подстанции, районные и городские сети) находятся в ведении союзно-республиканского Министерства энергетики и электрификации (МЭ и Э) СССР. Исключение составляют сравнительно небольшие электростанции, обслуживающие отдельные крупные промышленные предприятия и подчиненные соответствующим министерствам.

В нескольких союзных республиках (в том числе в Украинской ССР) имеются республиканские министерства энергетики и электрификации. Этим высшим административным органам в области энергетики и их главным управлениям (главкам) подчинены районные энергетические управления (РЭУ)<sup>1</sup>, возглавляющие энергетические системы, т. е. руководящие всеми видами производственной и хозяйственной деятельности дирекций электрических станций и управлений районов высоковольтных сетей, тепловых сетей и областных предприятий распределительных электрических сетей.

Эти предприятия являются низшими и, в то же время, основными самостоятельными административно-хозяйственными единицами в иерархической (многоступенчатой) системе управления энергетикой. Наряду с перечисленными основными производственными единицами в системе МЭ и Э СССР имеются научно-исследовательские, проектные, строительные, монтажные и наладочные организации.

В многообразной деятельности администраций министерств, РЭУ и электростанций имеется одна сторона, исключительно важная для обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией. Это — оперативное управление работой энергетического объединения и всех его частей, т. е. наблюдение за работой эксплуатирующегося оборудования и обеспечение возможности ремонта его, выполнение всех необходимых операций по пускам и остановкам оборудования или по переключениям, обеспечение необходимого качества энергии, снижение стоимости ее производства и обеспечение необходимого уровня надежности.

Решение перечисленных задач осуществляется в процессе диспетчерского управления энергетическими объединениями.

<sup>1</sup> В соответствии с «Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», принятыми XXV съездом КПСС, и указаниями директивных органов, районные энергетические управления (РЭУ) постепенно будут преобразованы в ПЭО (производственные энергетические объединения).

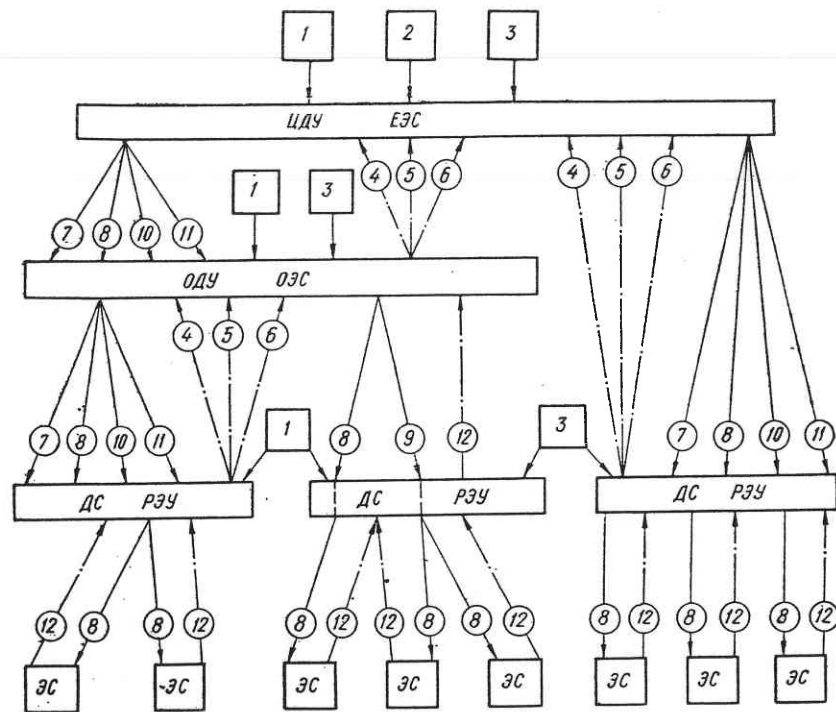


В системе управления энергетикой как отраслью промышленности диспетчерское управление представляет собой самостоятельную весьма важную подсистему.

Структура органов диспетчерского управления также построена по иерархическому принципу.

Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) МЭ и Э СССР является высшим органом, ведущим оперативную работу по эксплуатации энергетических предприятий в масштабе всей страны.

Следующими ступеньками иерархии являются Объединенные диспетчерские управления, руководящие в своих энергозонах оперативной работой объединенных энергосистем (ОДУ ОЭС). В виде при-



1.1. Схема потоков информации.

мера назовем ОДУ Северо-Запада, ОДУ Юга, ОДУ Средней Волги, ОДУ Урала, ОДУ Западной Сибири.

Этим органам оперативного управления подчинены диспетчерские службы РЭУ, которым в оперативно-техническом отношении подчиняется дежурный персонал электростанций и сетей.

Некоторые энергосистемы непосредственно подчинены ЦДУ ЕЭС, так же как некоторые наиболее крупные станции в диспетчерском отношении подчиняются соответствующему ОДУ ОЭС, минуя диспетчерскую службу (ДС) РЭУ.

Рассмотрим несколько подробнее задачи органов диспетчерского управления, связанные с расчетом и ведением такого режима энергетического объединения, при котором обеспечиваются необходимые

значения частоты и напряжения на шинах потребительских подстанций и достигается наибольшая экономичность производства и передачи электрической и тепловой энергии.

На рис. 1.1 показана схема потоков информации в подсистеме диспетчерского управления энергетическим объединением. Центральное диспетчерское управление, ОДУ ОЭС и диспетчерские службы районных энергоуправлений получают долгосрочные и краткосрочные прогнозы режимов основных водотоков 1, сведения о топливном балансе основных районов 2 и прогнозы погоды 3. К ним же поступают укрупненные данные о составе и состоянии основного технологического оборудования электростанций (ЭС) 12 и энергосистем 4 и обобщенные данные о состоянии и режиме основных сетей энергосистем и объединений 5, а также прогнозы электрических и тепловых нагрузок 6.

На основании перспективных и оперативных расчетов графиков оптимальных нагрузок вышестоящие звенья структуры передают нижестоящим службам графики перетоков мощности по межсистемным линиям 7 и графики нагрузки ОЭС, энергосистем и электростанций 8 или групп электростанций 9, а также задаваемые суточные расходы топлива 10, если количество его лимитируется, и воды 11.

Диспетчерские службы появились в энергетике в 20-х годах, когда началось строительство протяженных линий электропередачи и объединение электростанций в энергетические системы. В Советском Союзе создание энергетических объединений является реализацией указаний В. И. Ленина о путях развития энергетики, воплощенных в известном плане ГОЭЛРО. Большой вклад в организацию диспетчерского управления внесли А. К. Дарманчев, Д. Г. Жимерин, И. М. Маркович, В. К. Мешков, С. А. Совалов, И. А. Сыромятников. Примерно в то же время, в конце 20-х годов, была начата разработка теоретических вопросов расчета оптимального режима работы электрических станций и систем.

Осуществление диспетчерского управления крупными энергетическими объединениями было бы невозможно без применения современных технических средств, необходимых для сбора, передачи, обработки и хранения информации, а в некоторых случаях — для непосредственного выполнения переключений в схеме основной сети энергосистемы. К средствам передачи информации относятся специальные линии передачи информации, связывающие вычислительные машины различных уровней иерархической структуры управления, устройства телесигнализации о положении выключателей и разъединителей в основной сети, устройства телеизмерения электрических величин (нагрузок станций, линий электропередачи и подстанций, частоты и напряжения в узловых точках основной сети) с аналоговой или цифровой индикацией, устройства связи — телефон, телетайп, радио, электрические и обычные часы.

Для обработки информации, например расчета технико-экономических показателей, прогнозирования графиков нагрузки, расчетов оптимальных режимов, в настоящее время широко используются различные средства вычислительной техники — от счетно-клавишных до мощных электронных вычислительных машин.

Устройства отображения и хранения информации весьма разнообразны и включают в себя такие средства, как диспетчерский щит с мнемосхемой и сигнальными приборами, переключающимися вручную или автоматически, магнитофоны и диктофоны для записи телефонных переговоров в аварийных условиях, самопишущие приборы и аварийные осциллографы для регистрации изменений тех или иных электрических величин, электроннолучевые индикаторы, большие проекционные табло для воспроизведения участков схем или приема телевизионных передач, устройства памяти вычислительных комплексов, комплекты схем и технических данных, характеризующих электрические станции и основную сеть энергосистемы.

Для дистанционного управления выключателями основной сети используются устройства телеуправления.

### § 1-2. Задачи оптимального управления энергетическими объединениями

В течение последних лет интенсивно разрабатываются и внедряются методы оптимального управления технологическими процессами и хозяйственной деятельностью в различных отраслях промышленности. Под оптимальным управлением понимается такое ведение производственного процесса или такая система ведения хозяйства, при которых достигается наибольшая эффективность народного хозяйства.

Выраженная в математической форме задача управления технологическим процессом называется *целевой функцией*. Уравнения, определяющие связь между основными элементами управляемого процесса, носят название *уравнений связи*.

Конкретные задачи оптимального управления могут быть весьма разнообразны. К ним относятся задачи получения максимального количества или достижения минимальной стоимости продукции, сокращения времени или расхода исходного материала на ее производство, снижения удельной стоимости перевозки грузов — один из видов так называемой транспортной задачи и др.

В области энергетики одной из основных задач управления является оптимизация режима эксплуатации энергетических предприятий и объединений. Наряду с этой *эксплуатационной задачей* не меньшее значение имеет и *проектная задача*: разработка оптимальной стратегии развития энергетических систем и, в частности, электрических сетей, включающая выбор типов, мощностей и расположения новых электростанций и подстанций, напряжения, сечения проводов и конфигурации линий, образующих электрическую сеть, и т. д. Это очень сложная народнохозяйственная задача, при решении которой необходимо учитывать условия транспортировки топлива, возможность снабжения электростанций водой, удобство доставки потребителям электрической и тепловой энергии, требования санитарных норм, не допускающих загрязнения воздуха, условия удаления золы и шлака, наличие удобных площадок для строительства электростанций и жилых поселков при них и ряд других требований.

Решение этой задачи основывается на прогнозировании роста необходимой мощности и потребления энергии, наличия гидроэнергетических ресурсов, а также на данных народнохозяйственного масштаба о возможности и целесообразности использования тех или иных видов топлива. Эти задачи относятся к «развивающейся энергосистеме» и выходят за рамки настоящей книги. Рациональное решение может быть найдено методом перебора и сравнения большого количества вариантов с учетом ряда ограничений и выполнением необходимых технико-экономических расчетов, что требует применения современных математических методов и быстродействующих ЭЦВМ.

С этой задачей тесно связано размещение резервных мощностей в энергообъединениях. При этом важно правильно оценить размер резерва, необходимого для покрытия нагрузки системы при плановых ремонтах и повреждениях оборудования и при непредвиденном росте нагрузки.

Здесь рассматриваются только вопросы, относящиеся к эксплуатационной задаче, т. е. к оптимизации режима работы энергетических объединений с целью получения максимальной экономической эффективности эксплуатации энергетических предприятий при полном удовлетворении спроса на электрическую и тепловую энергию.

Основными из этих вопросов являются:

- определение необходимых технико-экономических показателей агрегатов и станций в темпе производства;
- выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования;
- наиболее выгодное распределение активной нагрузки между электростанциями и между их агрегатами;
- наиболее выгодное распределение реактивной нагрузки между станциями и между компенсирующими установками;
- определение наиболее выгодного режима проведения работ по профилактическим ремонтам и чисткам оборудования;
- оптимизация режима вспомогательных систем (например, системы циркуляционного водоснабжения).

При решении вопросов о месте сооружения тепловых и гидравлических станций и об их мощности в настоящее время необходимо учитывать условия окружающей среды. Это касается, например, вопросов загрязнения атмосферы летучей золой и уходящими газами ТЭС (что определяет высоту дымовых труб и мощность станции), использования энергии водотоков и размеров водохранилищ ГЭС.

Однако вопросы сохранения и защиты биосферы приобретают все большее значение и при определении допустимых режимов электростанций. В первую очередь, можно указать допустимость форсированных режимов пылеугольных ТЭС, определение допустимых отметок водохранилищ ГЭС и т. п.

Решение всех этих задач также требует применения современных вычислительных средств, так как они характеризуются большим количеством исходных данных, уравнений и искомого величин, нелинейностью большинства зависимостей и практической невозможностью их удовлетворительной аналитической аппроксимации. При этом могут быть использованы как универсальные цифровые вычислительные

машины, так и специализированные вычислительные устройства (СВУ)<sup>1</sup>.

Расчеты, связанные с оптимизацией режима работы энергосистем, во многих случаях требуют предварительных вычислений или использования результатов расчетов, имеющих самостоятельное значение. К ним можно отнести расчеты нормального режима работы электрической системы, т. е. определение потоков мощности в линиях и уровней напряжения в узлах основной сети энергосистем. Могут быть использованы расчеты токов аварийных режимов, а также расчеты статической и динамической устойчивости энергетических систем, так как результаты этих вычислений часто определяют допустимость реализации тех или иных режимов.

В настоящее время диспетчерские службы объединений и энергетических систем, а также крупные электрические станции интенсивно оснащаются вычислительной техникой. Многие диспетчерские службы имеют ЭЦВМ М-220 и БЭСМ-4. Для расчета оптимального распределения активной нагрузки имеются несколько моделей специализированных вычислительных устройств.

### § I-3. Основные мероприятия по оптимизации режимов энергообъединений

В § I-2 были сформулированы основные задачи, составляющие проблему оптимизации режима энергетических объединений. Рассмотрим их более подробно.

Прежде всего надо иметь в виду необходимость получения достоверной исходной информации для выполнения тех или иных расчетов или для автоматической оптимизации режима. Это касается основных технико-экономических характеристик технологического оборудования и различных, изменяющихся во времени, величин, характеризующих протекание технологического процесса, например, давления и температуры пара, расхода воды, мощности, напряжения и др. Эти переменные величины принято называть *параметрами процесса* (в отличие от математического смысла этого слова), хотя, конечно, было бы правильнее называть их просто переменными.

Для получения исходной информации используются специальные приборы, преобразующие неэлектрические величины в электрические сигналы. Эти приборы, получившие название *датчиков*, характеризуются следующими данными:

- а) видом и диапазоном изменения измеряемых величин;
- б) видом (аналоговый, дискретный) и параметрами выходного сигнала;
- в) передаточной функцией, характеризующей динамические свойства датчика;

<sup>1</sup> Специализированными называются такие вычислительные устройства или машины, которые предназначаются для решения определенных задач или некоторого класса задач. Специализация машин, естественно, ограничивает область их применения, но дает возможность упростить машины, повысить надежность и удобство их эксплуатации и снизить стоимость.

- г) погрешностью (при различных значениях входного сигнала);
- д) чувствительностью;
- е) расчетным режимом работы — непрерывное измерение или измерение через определенные интервалы времени;
- ж) конструктивными данными, определяющими возможность использования датчиков в конкретных условиях.

В настоящее время серийно выпускаются датчики давления, температуры, расхода жидкостей, газов и пара, датчики всех электрических величин и датчики некоторых видов газового анализа (содержания кислорода в уходящих газах). Погрешность датчиков составляет 1—2 %. Такая точность не всегда достаточна для технических измерений при контроле и ведении режима и совершенно недостаточна для автоматической оптимизации путем поиска экстремума, а также для точных расчетов технико-экономических показателей (ТЭП) и, в частности, величины потерь тепла.

Большинство современных электрических датчиков имеют аналоговый выход с диапазонами выходных напряжений 30—60 мВ постоянного тока (термопары) и 0,6—12 В переменного тока (дифференциально-трансформаторные датчики расхода). Для ввода в ЭЦВМ приняты сигналы, изменяющиеся в пределах 0—5 мА или 0—20 мА постоянного тока. Для получения унифицированного сигнала используются специальные измерительные (нормирующие) преобразователи.

В ближайшее время должны появиться датчики с унифицированными аналоговыми и дискретными выходными сигналами. Ввод информации от последних в ЭЦВМ не потребует использования аналого-цифровых преобразователей. Такие датчики применяются, например, для индикации угла поворота.

Решение задач оптимизации затрудняется отсутствием или недостаточной пригодностью приборов для измерения расхода твердого или пылевидного топлива, анализа продуктов сгорания природного газа, определения содержания углерода в летучей золе, экспресс-анализа топлива (быстрого определения его теплотворной способности, зольности и влажности).

Одной из основных задач является выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования. Речь идет о сопоставлении возможного снижения затрат при пуске дополнительных агрегатов (за счет работы оборудования не в форсированном, а в более экономичном режиме) с перерасходом средств на пуск и на холостой ход вновь пускаемых агрегатов с учетом дополнительного износа их в нестационарных режимах.

Для решения этой задачи необходимо провести ряд расчетов для различных сочетаний работающих агрегатов и разных участков суточного или недельного графика нагрузки.

Нагрузки отдельных агрегатов должны быть заданы в результате расчета наиболее выгодного режима работы станции, заключающегося в оптимальном распределении заданной нагрузки между агрегатами.

Следующей задачей является оптимизация режима работы каждого отдельно взятого агрегата. Под этим подразумевается непрерывное регулирование производственного процесса таким образом, чтобы

при заданной нагрузке к. п. д. был максимальным. Это обеспечивается необходимой тонинной помола твердого топлива, выбором расхода и температуры горячего воздуха и распределением его по точкам подвода в топку, выбором и поддержанием наивыгоднейшей температуры питательной воды и наивыгоднейшего вакуума, устранением присосов воздуха, поддержанием чистоты теплопередающих поверхностей и др.

В устройствах собственных нужд ТЭС могут быть выделены об- щестанционные системы, режим которых может оптимизироваться автономно, например система подачи в конденсаторы охлаждающей воды при наличии береговой насосной.

Нагрузки станциям должны задаваться по результатам расчета оптимального режима энергосистемы и объединения энергосистем. Как мы видели выше, задачи этого масштаба должны решаться с учетом наиболее эффективного использования природных ресурсов за некоторый расчетный промежуток времени.

При выборе оптимального распределения нагрузки между стан- циями необходимо учитывать потери в сети. При этом имеется в виду учет не только самой величины потерь (которая может прибавляться к полезной нагрузке), но и *относительных приростов потерь мощ- ности* (ОППМ) в сети, представляющих собой частные производные от суммарных потерь по нагрузкам отдельных станций.

Обычно потери мощности в основной сети составляют 4—8 %, поэ- тому влияние ОППМ на распределение активной нагрузки сравни- тельно невелико. В этом случае определяющую роль играют экономиче- ские характеристики электростанций — зависимости расхода топ- лива от нагрузки и *относительные приросты расхода топлива* (ОПРТ), представляющие собой производные от расхода топлива по нагрузке.

В объединении энергосистем должна решаться и задача оптималь- ного распределения реактивных нагрузок. Из наших представлений о физической природе этой величины ясно, что оптимальный режим в данном случае будет определяться минимумом потерь активной мощности, являющихся следствием протекания реактивной мощности по участкам основной сети.

При использующихся соотношениях между реактивными и актив- ными сопротивлениями линий электропередачи влияние активной нагрузки на потерю напряжения невелико и последняя зависит, главным образом, от реактивной нагрузки.

Следует также иметь в виду, что то или иное распределение по- токов реактивной мощности в сети осуществляется воздействием на величину напряжения в узловых точках. В то же время эффектив- ность работы промышленных предприятий тесно связана с уровнями напряжения на шинах подстанций. Таким образом, при оптимизации режима по реактивной мощности необходимо учитывать влияние этих мероприятий на экономическую эффективность работы крупных потребителей.

По сути дела, задачи распределения активных и реактивных нагру- зок должны решаться совместно с учетом интересов потребителей

как единая народнохозяйственная задача. Требования обеспечения качества энергии должны учитываться и при распределении тепловой нагрузки.

Задача оптимизации усложняется тем, что зависимости между переменными, входящими в уравнения, нелинейны. Поясним это примерами.

Расход топлива котлоагрегатов возрастает быстрее, чем нагрузка, поэтому крутизна расходной характеристики их при возрастании нагрузки возрастает (рис. II.1). График зависимости расхода тепла от нагрузки турбоагрегатов имеет изломы (рис. II.15). Зависимости потерь мощности в сети от нагрузки описываются квадратичным или еще более сложным законом. Весьма сложны и разнообразны зависимости экономической эффективности работы потребительских установок от напряжения. Суточный график нагрузки обычно имеет утренний и вечерний максимумы и ночной провал нагрузки. Приве- денных примеров достаточно, чтобы охарактеризовать сложность задачи.

Надо учесть также, что в настоящее время все энергосистемы Европейской части Советского Союза объединены и работают парал- лельно, т. е. теоретически остановка или изменение режима како- го-либо одного агрегата отражается в некоторой (хотя бы весьма малой) степени на режиме всего объединения. Процессы выбора наивыгоднейшего состава работающего оборудования, оптимального распределения нагрузки между агрегатами и оптимизации режима каждого из них по сути взаимосвязаны. При расчете режима для каж- дого момента времени используются результаты перспективного ра- счета на некоторый период и наоборот.

Очевидно, что задача в такой постановке просто неразрешима, так как число исходных параметров и неизвестных должно было бы исчисляться десятками тысяч. Путь практического решения общей задачи состоит в разумном разделении ее на отдельные «подзадачи» как во времени, так и в пространстве. Под этим подразумевается:

- а) разделение перспективных и оперативных расчетов, причем перспективные расчеты режимов проводятся исходя из приближенных представлений о действительных режимах в течение более коротких промежутков времени (например, суток);

- б) представление более мелких объединений в обобщенном виде при расчете режима более крупных объединений, что позволяет существенно уменьшить число уравнений и неизвестных: в теории больших систем этот прием носит название *агрегирования*;

- в) отдельный расчет режима для отдельных частей крупного объединения с учетом перетоков мощности по межсистемным линиям, определенных расчетом по пункту «б»; этот прием лежит в основе *метода декомпозиции*, применяющегося при расчете режимов больших систем.

При выполнении расчетов очень важно правильно выбрать грани- цы (временные и пространственные) деления общей задачи на части с учетом степени взаимного влияния режимов отдельных частей на режим всего энергообъединения.



#### § I-4. Экономия тепла и денежных средств. Наиболее эффективное использование природных ресурсов

Основной задачей оптимизации режимов энергетических объединений<sup>1</sup> является наиболее эффективное использование природных ресурсов и получение наибольшей выгоды для народного хозяйства страны. Это может быть достигнуто снижением затрат на топливо при условии полного удовлетворения спроса на электрическую и тепловую энергию. При этом эксплуатацию основного оборудования электростанций надо вести так, чтобы не допускать сокращения реально установленного срока службы агрегатов.

Известно, что при повышении температуры свежего пара снижается удельный расход тепла турбогенераторами. Однако длительная их работа при повышенной температуре пара приводит к ускоренному износу металла, а связанные с этим затраты могут превысить полученную экономию (здесь мы не говорим о таком повышении температуры, которое может привести к недопустимому тепловому расширению частей турбины и к повреждению ее).

Оптимизировать режим энергетического объединения по минимуму расхода топлива можно только в том случае, если все станции энергосистемы (или все агрегаты станции) потребляют топливо одного и того же вида. При использовании различных видов энергоносителя или сортов топлива необходимо минимизировать суммарный расход денежных средств на производство электрической и тепловой энергии.

Очевидно, что расход денежных средств на производство энергии равен произведению расхода топлива на его цену. Отсюда вытекает, что *относительный прирост расхода денежных средств* (ОПРДС), или, как иногда его называют, относительный прирост трудовых затрат, равен произведению ОПРТ на цену топлива.

Особое значение приобретает проблема минимизации суммарных денежных затрат при работе на общую сеть энергетических предприятий нескольких стран. Примером такого объединения может явиться энергосистема «Мир», охватывающая энергетические предприятия семи стран (СССР, ЧССР, НРБ, ВНР, СРР, ПНР, ГДР), входящих в Совет Экономической Взаимопомощи. Ясно, что в связи с существенным различием энергетических ресурсов и стоимости энергоносителей критерием оптимальности режима объединения должна быть не суммарная затрата энергии (тепла), а ее денежный эквивалент.

Целесообразность наиболее полного использования природных энергетических ресурсов требует решения задачи оптимизации режима не для каждого отдельно взятого момента времени, а для некоторого конечного периода времени.

В подавляющем большинстве случаев (за исключением горных рек и паводковых периодов) расход воды в реках в течение суток почти неизменен. Между тем нагрузка энергосистем в течение суток изменяется в довольно широких пределах, достигая максимума во

<sup>1</sup> Мы будем писать далее «оптимизация режимов энергетических объединений», подразумевая под этим оптимизацию режимов объединенных энергосистем и всех их составляющих, включая режимы агрегатов электростанций.

время вечернего пика<sup>1</sup> и снижаясь на 20—50 % во время ночных провалов графика нагрузки. Если бы ГЭС работали при постоянной нагрузке, определяющейся практически постоянным расходом воды, т. е. находясь в базе графика нагрузки, то тепловым станциям пришлось бы работать при резко изменяющейся нагрузке; при этом возрастает удельный расход топлива и увеличивается износ оборудования.

Стремясь поддержать нагрузку ТЭС по возможности неизменной, приходим к необходимости эксплуатировать ГЭС с переменными нагрузками, но так, чтобы полный расход воды за сутки был равен суточному стоку реки (если не производится заполнение или сбрасывание водохранилища). Отсюда ясно, что режим ГЭС можно задать лишь после «просмотра» режима энергосистемы за целые сутки.

Во многих случаях необходим расчет режима и на более длительные сроки, например при выборе оптимального режима использования крупных водохранилищ.

Во всех случаях используются прогнозы ожидаемого стока и длительные прогнозы погоды, определяющие ожидаемое количество осадков, возможное испарение, фильтрацию и т. д.

Расчет оптимального режима ГЭС производится с учетом ряда факторов, не имеющих отношения к производству электрической энергии. Например, в южных районах учитываются потребности оросительных систем; ограничения по уровням воды в верхнем и нижнем бьефах диктуются санитарными требованиями и интересами судоходства и рыбного хозяйства.

Как видим, расчет оптимального режима крупной гидротепловой энергосистемы представляет собой сложную народнохозяйственную задачу.

Часто те или иные условия эксплуатации конкретных энергетических установок требуют отклонения от оптимального режима.

Количественная оценка экономических последствий таких отклонений может быть дана на основе связанного с этим перерасхода топлива. Эта величина может быть использована для оценки целесообразности проведения мероприятий, направленных на предотвращение возможности отклонения фактического режима от оптимального.

Часто ожидаемая экономическая эффективность приближения режима системы к оптимальному оценивается вероятным снижением удельного расхода топлива.

Найдем среднюю величину экономии денежных средств при снижении расхода топлива на 1 % в энергосистеме с установленной мощностью 1 000 МВт. Примем число часов использования установленной мощности 5500—6000 ч/год, удельный расход топлива 0,36—0,38 кг/кВт·ч и цену условного топлива 13—15 руб/т. Тогда годовая экономия составит  $1000 \cdot (0,36 \div 0,38) \cdot (5500 \div 6000) \cdot (13 \div 15) \times 10^{-2} \cdot 10^{-3} = 260 \div 340$  тыс. руб.

<sup>1</sup> Конфигурация суточного графика нагрузки энергосистемы имеет резко выраженный максимум нагрузки в вечернее время, напоминающий горный пик. Отсюда термин «пик нагрузки» (но не «часы пика»).

### § I-5. Замечания о математическом аппарате, используемом при решении вопросов оптимального управления

В математическом смысле проблема оптимального управления сводится к нахождению экстремумов функций или функционалов. В простейшем случае может быть использован аппарат исследования функций одной или нескольких переменных на экстремум. Применение метода неопределенных множителей Лагранжа дает возможность свести задачу к решению системы алгебраических уравнений.

В некоторых случаях при аналитическом решении задачи используются приемы линеаризации или иной идеализации нелинейных зависимостей.

Решение задач методом Лагранжа усложняется при необходимости использовать ограничения не только вида равенств («уравнения связи»), но и вида неравенств, а при перспективных расчетах применять изопериметрические уравнения связи.

Как известно, эти приемы представляют собой простейшие методы вариационного исчисления. В некоторых случаях, когда режим определяется скоростью протекания тех или иных процессов, требуется более сложный аппарат и используется уравнение Эйлера.

Применение этих методов, требующих дифференцирования целевой функции, приводит к тому, что в систему алгебраических уравнений входят не расходные характеристики, а их производные. Этот прием имеет существенные преимущества, так как дает возможность определения экстремума со сравнительно высокой точностью при неточных исходных данных. В этом содержится ответ на вопрос — как можно получить экономию топлива 0,3—0,4 % при погрешности исходных данных порядка единиц процентов.

Решение системы из большого числа нелинейных уравнений практически невозможно без применения современной вычислительной техники. В свою очередь, возможность применения быстродействующих ЭЦВМ позволила развить новые методы решения задач оптимального управления, методы так называемой неклассической математики, в частности группу методов математического программирования. Эта группа включает методы линейного, нелинейного и динамического программирования.

Целью первых двух методов является нахождение экстремума функций нескольких переменных, число которых превышает количество линейных или нелинейных уравнений, определяющих ограничения.

Метод динамического программирования дает возможность значительно сократить вычислительную работу, связанную с перебором вариантов управления производством и поиском оптимума.

В последние годы совершенствуются методы прямого поиска экстремума, под которыми подразумеваются приемы скорейшего, с минимальным количеством вычислительных операций, непосредственного определения экстремума целевой функции.

Для поиска экстремума в пространстве независимых переменных используется группа градиентных методов, основанных на скорейшем приближении к экстремуму по линиям градиента целевой функции.

Наконец, в последнее время появились работы, в которых используется принцип максимума Понтрягина.

Обычно применяемые методы расчета оптимального режима основаны на представлении о процессе оптимизации как о полностью детерминированном процессе. При этом предполагается, что все переменные связаны между собой жесткими и определенными зависимостями. Более современным является рассмотрение процесса производства энергии как стохастического процесса, требующего применения статистических и вероятностных методов при нахождении оптимальных решений.

В заключение заметим, что многие методы решения задач с помощью ЭЦВМ основываются на применении итерационного процесса. При этом приходится рассматривать вопрос о сходимости процесса и о способах ускорения решения путем введения соответствующих коэффициентов и использования приемов, дающих необходимую точность при меньшем числе шагов итерации, например метод Гаусса — Зейделя.

### § I-6. Понятие об автоматизированных системах управления энергетическими предприятиями

Характерной чертой современного этапа развития техники управления предприятиями народного хозяйства, в том числе энергетики, является переход от решения частных задач автоматизации отдельных агрегатов или технологических процессов к решению общих задач наиболее эффективного управления цехами, предприятиями и целыми отраслями промышленности. Естественно, что задачи такого масштаба могут решаться лишь с учетом возможной и целесообразной степени использования устройств автоматики и вычислительной техники.

Систематическая работа по автоматизации электрических станций проводится уже несколько десятилетий. В настоящее время большинство гидроэлектростанций полностью автоматизировано, ГЭС небольшой и средней мощности работают без дежурного персонала. Некоторые ГЭС только периодически посещаются персоналом для осмотра и ремонта оборудования. Так же работают многие подстанции.

Полная автоматизация тепловых электростанций пока невозможна. Автоматизируются лишь основные технологические процессы, например питание котлов водой, регулирование температуры перегретого пара, подача топлива и воздуха и др. Автоматическими устройствами оснащено большинство мощных агрегатов, и надежность их работы достаточно высока.

Совокупность таких устройств с управляемыми объектами получила название *систем автоматического управления*.

Решение задач оптимизации режимов электростанций и, тем более, энергосистем требует применения вычислительной техники. При этом управление энергетическими предприятиями осуществляется с помощью *автоматизированных систем управления (АСУ)*. Термин «автоматизированная система» означает, что управление данным

объектом осуществляется с участием человека-оператора (в отличие от автоматических систем).

АСУ представляет собой совокупность современных средств вычислительной техники и связи, методов оптимального управления и экономико-математических методов, позволяющих осуществлять наиболее эффективное управление энергосистемами и электростанциями с использованием технологической и экономико-статистической информации. В этом случае возникает и должен быть правильно решен один из основных вопросов создания АСУ — вопрос о взаимодействии человека и машины. Этот вопрос рассматривается и решается в двух аспектах. Во-первых, надо правильно распределить функции между человеком и машиной. При этом принимают во внимание характерные свойства каждого из них: быстроту вычислений и их точность, свойственную машине, а также способность количественно оценивать совместное влияние сложно взаимосвязанных факторов и принимать решения при неполной информации и в незапрограммированных ситуациях (т. е. интуицию), свойственные человеку.

Во-вторых, необходимо правильно выбрать способы ввода информации в машину и средства представления ее человеку. Эти вопросы должны рассматриваться как с точки зрения минимизации затрат времени на обмен информацией, так и с точки зрения обеспечения точности и надежности действия устройств, а также и предотвращения возможных ошибок при вводе и считывании информации.

В решениях XXV съезда КПСС указана необходимость дальнейшего развития и повышения эффективности автоматизированных систем управления. В настоящее время приняты следующие названия АСУ, определяющие их назначение.

*Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)*, назначением которых является решение технологических и технико-экономических задач, возникающих при управлении предприятиями, — оптимизация режима работы, обеспечение необходимого качества продукции и т. д.

*Автоматизированные системы управления предприятиями (АСУП)*, назначением которых является решение технико-экономических, экономических и хозяйственных задач, составляющих суть управления предприятиями в целом (управление ресурсами, материально-техническое снабжение, бухгалтерские и финансовые задачи и др.).

*Отраслевые автоматизированные системы управления (ОАСУ)*, предназначенные для решения задач управления целыми отраслями промышленности (например, электротехнической промышленностью, связью и другими в масштабе соответствующих министерств).

*Общегосударственная автоматизированная система (ОГАС)*, назначением которой является сбор, обработка и представление центральным органам (Совет Министров, Госплан) информации и выполнение вычислений и расчетов, необходимых для решения задач общегосударственного масштаба.

В соответствии с этим в настоящее время разрабатывается и поэтапно внедряется ОАСУ «Энергия», предназначенная для управления энергетикой как отраслью промышленности.

ОАСУ «Энергия» будет иметь многоуровневую структуру, охватывающую центральный аппарат Минэнерго СССР, ОДУ энергозона (объединенных энергосистем), районные энергоуправления и электростанции. На уровне РЭУ будут функционировать АСУП, обслуживающие в той или иной степени хозяйственную деятельность электростанций. На ТЭС и ГЭС создаются АСУ, причем на ТЭС с блоками 800 МВт, наряду с АСУ ТЭС, предназначенной для решения общестанционных вопросов, целесообразно создавать АСУ ТП энергоблоков.

АСУ всех уровней (кроме низших) представляют собой сложные, так называемые *интегрированные системы*, на которые возлагается решение задач технологического и организационного управления. Таким образом, ОАСУ «Энергия» состоит из автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированной системы организационного управления (АСОУ) и автоматизированной системы управления строительством (АСУС).

АСУП районных энергетических управлений должны состоять только из АСДУ и АСОУ.

Можно выделить четыре временных уровня диспетчерского управления:

текущее (долгосрочное) планирование на срок от одного месяца до одного года;

оперативное (краткосрочное) планирование на срок от одних суток до недели;

оперативное автоматизированное управление в темпе производства;

автоматическое управление.

Работы по двум высшим уровням должны выполнять автоматизированные системы планирования технологических процессов (АС ПТП), по двум низшим — АСУ ТП.

При разработке АСУ любого уровня центральным вопросом является выбор задач, которые она должна решать.

Автоматизированная система организационного управления состоит из ряда подсистем, обеспечивающих управление производственно-технической, экономической и хозяйственной деятельностью (планирование, отчетность), материально-техническим снабжением, финансовой и бухгалтерской деятельностью и кадрами.

Основной задачей АСДУ является бесперебойное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией при наибольшей возможной экономичности эксплуатации энергетических объединений и при соблюдении всех требований, обеспечивающих сохранность оборудования (т. е. снижение износа в нормальной эксплуатации и повреждений при авариях).

При этом должен быть обеспечен необходимый уровень надежности снабжения потребителей электрической и тепловой энергией.

Надежность энергоснабжения определяется, в первую очередь, принятыми при проектировании техническими решениями (схемами, конструкцией, наличием устройств защиты и автоматики), надежно-

стью элементов энергосистем (оборудования и аппаратуры) и правильной их эксплуатацией (соблюдением необходимых технических ограничений по нагрузке, напряжению, скорости изменения режима и т. п., а также своевременным проведением профилактики и ремонтов).

Мерами повышения экономичности эксплуатации являются:

а) расчет и корректировка энергетических и технико-экономических показателей отдельных агрегатов и станции в целом как в темпе производства, так и по отчетным периодам; для этого необходимо осуществлять сбор и обработку технико-экономической информации;

б) расчет и реализация оптимального режима работы основного и вспомогательного оборудования, т. е. выбор наиболее выгоднейшего состава работающих основных и вспомогательных агрегатов и распределение нагрузки между основными и между вспомогательными агрегатами; в основе этих расчетов лежит прогнозирование нагрузки энергообъединений и режима водотоков;

в) определение оптимальной стратегии и тактики ремонтов, т. е. определение наиболее выгоднейших с технической и экономической точек зрения сроков (стратегия) и наилучшей организации ремонтных работ (тактика).

Повышение сохранности оборудования достигается:

а) улучшением текущего контроля состояния оборудования и усовершенствованием систем сигнализации о неисправностях или отклонениях параметров процесса за допустимые пределы;

б) автоматизацией управления оборудованием в нестационарных режимах, т. е. в процессе пуска и остановки основного оборудования;

в) автоматическим анализом предаварийных ситуаций и улучшением технологической защиты;

г) автоматизированным и автоматическим управлением в аварийных режимах с целью минимизации размеров повреждения оборудования и снижения возможного аварийного недоотпуска энергии. Кроме того, одной из задач автоматизированной системы диспетчерского управления является управление движением топлива (количеством поступающего топлива и его запасами).

Автоматизированные системы управления ТЭС и ГЭС должны стать низшими ступенями иерархической структуры автоматизированной системы диспетчерского управления энергообъединением, поэтому они должны выполнять также функции, определяемые их связью с АСДУ, а именно:

а) автоматический обмен информацией между АСУ электростанций и АСДУ, т. е. выдача результатов расчета, получение заданий;

б) прием и передачу сигналов при работе в системе автоматического регулирования частоты и активной мощности в энергообъединении и при регулировании перетоков по межсистемным линиям.

В некоторых случаях для наиболее эффективного использования АСУ необходимо вносить изменения в теплоэнергетическое оборудование и исполнительные механизмы, а также разрабатывать и внедрять новые типы датчиков и приборов экспресс-анализа.

На всех ступенях иерархической структуры АСУ должны приме-

няться комплексы технических средств (КТС), включающие вычислительные машины, средства ввода, преобразования, хранения, отображения и обмена информацией с АСУ других уровней.

Обязательным условием нормального функционирования АСУ является наличие необходимого математического обеспечения (МО) — алгоритмов и программ.

Основные параметры вычислительного комплекса — быстродействие процессора (собственно вычислительной машины) и объем памяти — определяются типами решаемых задач и количеством перерабатываемой информации. В настоящее время применяются машины третьего поколения. К первому поколению относятся ЭЦВМ, выполненные на электронных лампах («Урал-2»), ко второму — машины, выполненные на полупроводниковых элементах («Урал-14», «Минск-32», М-220, «Раздан-2», БЭСМ-4 и др.).

Машины третьего поколения выполняются на микромодулях. К этим машинам относятся ЭЦВМ серии АСВТ (агрегатной системы вычислительной техники) М-6000, М-4030 и другие, а также ЭЦВМ Единой серии (ЕС) типов 1020, 1030, 1040 и другие, разрабатываемые и выпускаемые совместно рядом социалистических стран, объединенных Советом Экономической Взаимопомощи (СЭВ).

Следует отметить, что элементная база ЭЦВМ не является основным, наиболее существенным признаком принадлежности машины к тому или иному «поколению». Машины третьего поколения имеют гибкую структуру, значительно большие (по сравнению с машинами второго поколения) функциональные возможности и большой и разнообразный набор средств ввода и вывода информации (в том числе так называемых *терминалов* — оконечных устройств).

Применение управляющих программ (программ-диспетчеров) дает возможность осуществлять работу в мультипрограммном режиме с прерыванием расчетов и с определением очередности их выполнения по приоритетам различной категории.

Машины четвертого поколения будут выполняться на больших интегральных схемах (БИС). Быстродействие машин, пригодных для использования в АСУ ТЭС, — десятки и сотни тысяч операций в секунду, а обычно используемые объемы памяти составляют 16—64 К<sup>1</sup> в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ) и от сотен тысяч до нескольких миллионов слов на внешних накопителях.

Создание АСУ ТЭС считается экономически целесообразным для блочных станций мощностью не ниже 1200 МВт с блоками мощностью от 150 МВт и выше.

<sup>1</sup> Буквой К обозначаются 1024 восьмиразрядных слова. Эта величина называется *кей*, или *килобайт*.



**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ  
ОСНОВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

**§ II-1. Эксплуатационные экономические показатели**

Экономические показатели, характеризующие применяемое на электростанциях оборудование, могут быть разбиты на две группы. К первой группе следует отнести показатели, дающие оценку этого оборудования как продукции энергомашиностроительных заводов. В эту категорию входят стоимость и масса на единицу мощности в руб/кВт и кг/кВт для турбогенераторов или в руб/ $\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$  и кг/ $\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$  для паровых котлов, а также площади и объемы зданий, необходимые для размещения оборудования. Аналогично могут быть выбраны показатели для оценки и сравнения различных агрегатов по таким признакам, как удельный расход тех или иных материалов и т. п. Показатели первой группы необходимы (хотя и недостаточны) для решения проектной задачи выбора типа оборудования и оценки стоимости сооружения электростанций.

При расчете оптимальных режимов энергетических объединений решается эксплуатационная задача, т. е. рассматриваются способы достижения максимальной экономичности уже находящегося в эксплуатации оборудования. В этих случаях используется вторая группа показателей, характеризующих экономичность работы оборудования, например при производстве свежего пара (для паровых котлов) или электрической и тепловой энергии (для паротурбинных установок). Эти показатели мы и должны подробно рассмотреть.

Основным показателем экономичности работы агрегата является коэффициент полезного действия (к. п. д.), величина которого для данного агрегата зависит от его нагрузки, технического состояния и параметров энергоносителя (вида и калорийности топлива для котлов, давления и температуры пара для турбин). Так как непосредственное определение к. п. д. затруднительно, то обычно зависимость его от нагрузки определяют по данным завода-изготовителя или расчетным путем по результатам испытаний. Проведение достаточно точных испытаний требует большой затраты времени и средств. Поэтому испытания проводятся главным образом после капитальных ремонтов агрегатов.

Средние эксплуатационные экономические показатели, в частности к. п. д., обычно отличаются от полученных при приемо-сдаточных (так называемых «парадных») или просто очередных балансовых испытаниях.

На это обращается внимание читателей с тем, чтобы предостеречь их от взгляда на экономические характеристики как на вполне детерминированные зависимости и указать на их изменение во времени и вероятностный характер.

Важнейшей зависимостью, определяющей экономичность энергетического оборудования, является расходная характеристика. Она представляет собой зависимость полученной агрегатом энергии от выработанной им энергии за некоторый промежуток времени. На рис. II.1 показана типичная для современных котлоагрегатов расходная характеристика, где  $B$  — расход условного топлива (т. у. т./ч),  $D$  — расход стандартного пара (т. с. п./ч). Вторая шкала на рис. II.1 показывает отдачу тепла в паре в Гкал/ч.

Отношение абсцисс расходной характеристики к соответствующим ординатам, выраженным в тех же единицах, есть к. п. д., а обратная величина представляет собой удельный расход топлива в относительных единицах. Для котлов он обычно выражается в кг. у. т./Гкал, а для блоков в г. у. т./кВт·ч (или т. у. т./МВт·ч, что численно равно кг. у. т./кВт·ч).

Величина, обратная удельному расходу топлива, называется испарительностью топлива

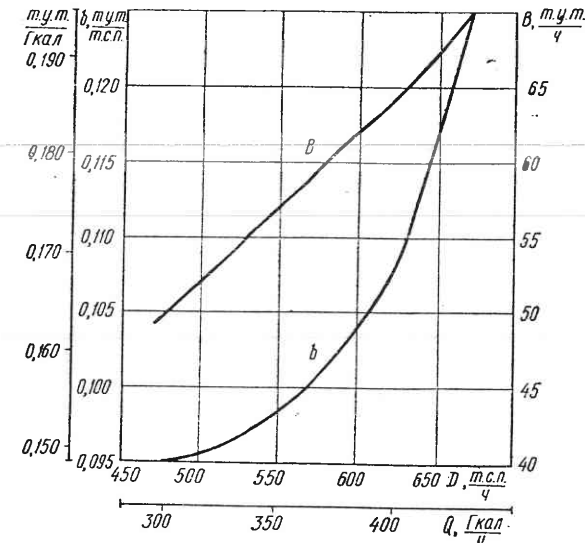
и выражается в т. с. п./т. у. т. Этот несколько устаревший показатель представляет собой количество стандартного пара, которое можно получить на одну весовую единицу затраченного условного топлива. По существу — это к. п. д., выраженный в размерной форме.

Разность между затраченной и полученной энергией представляет собой потери тепла. Разность между единицей и к. п. д. при различных нагрузках дает характеристику потерь, выраженную в относительных единицах.

Начальная точка расходной характеристики, расположенная на оси ординат, определяет условный расход на холостой ход (условный, так как в таком режиме оборудование, как правило, работать не может).

Для выбора наиболее выгодного состава работающего оборудования необходим еще один важный экономический показатель — расход энергии на пуск агрегата. Эта величина зависит от теплового состояния пускаемого в ход агрегата, т. е. от того, насколько он остыл за время, прошедшее с момента его остановки, поэтому приходится различать пуск из горячего, холодного и промежуточных состояний.

Координаты расходной характеристики могут быть выражены в единицах мощности при условии постоянства нагрузки.



II.1. Экономические характеристики котлоагрегата.

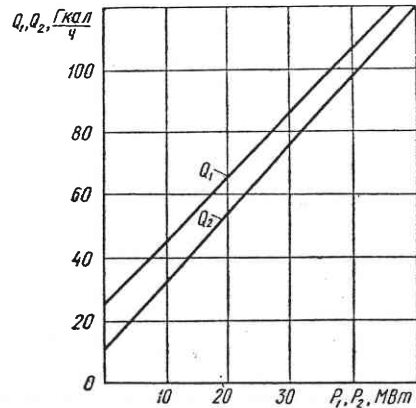
Перечисленные показатели (кроме расхода топлива на пуск) характеризуют экономичность агрегатов в стационарном режиме, т. е. при постоянной нагрузке. При изменении нагрузки потери увеличиваются, поэтому из соображений экономичности лучше всего эксплуатировать агрегаты при постоянной или мало изменяющейся нагрузке вблизи ее значения, соответствующего максимальному к. п. д. Это же целесообразно и по соображениям минимального износа оборудования.

Для определения потерь динамического режима, зависящих не только от величины нагрузки, но и от скорости ее изменения, достоверных данных в настоящее время нет.

## § II-2. Характеристики относительных приростов расхода топлива

Рассмотренные в § II-1 экономические характеристики, казалось бы, дают полную возможность обоснованно выбирать наивыгоднейший режим работы группы агрегатов. Простой пример может убедить нас в обратном.

Пусть два турбоагрегата мощностью по 50 МВт каждый, расходные характеристики которых показаны на рис. II.2, работают на общие шины.



II.2. Расходные характеристики турбоагрегатов.

Если работают два агрегата, то решение задачи о наивыгоднейшем распределении нагрузки между ними представляется совершенно очевидным: надо полностью загружать более экономичный агрегат 2, а оставшаяся часть нагрузки передавать менее экономичному агрегату 1. Найдем к. п. д. агрегатов:

$$\eta_1 = \frac{10^{-3} \cdot 860 P \text{ МВт}}{Q \text{ Гкал}} = \frac{50 \text{ МВт} \cdot 860 \frac{\text{Мкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}}{127,5 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}} \cdot 10^3 \frac{\text{Мкал}}{\text{Гкал}}} = 0,337,$$

<sup>1</sup> Расходы тепла на холостой ход несколько завышены.

или

$$\eta_1 = \frac{0,86}{\delta_1} = 0,337; \quad \eta_2 = 0,358;$$

здесь

$$\delta_1 = \frac{127,5}{50} = 2,550 \frac{\text{Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$$

— удельный расход тепла.

Задавшись двумя значениями суммарной нагрузки 50 и 75 МВт, рассмотрим три варианта распределения ее между агрегатами. Ис-

Таблица 1. Экономические показатели агрегатов

Экономический показатель	Единицы измерения	№ агрегата	
		1	2
Расход тепла Q при полной нагрузке	$\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	127,5	120
Удельный расход тепла $\delta$	$\frac{\text{Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$	2,55	2,4
К. п. д. $\eta$	отн. ед.	0,337	0,358

пользуя аналитические выражения расходных характеристик, трудно найти расходы тепла каждым агрегатом и их сумму (табл. 2).

Из табл. 2 видно, что минимальный расход топлива соответствует случаям полной нагрузки менее экономичного агрегата. Перерасход тепла при «само собой напрашивающемся» распределении нагрузки в соответствии с к. п. д. турбоагрегатов приводит к перерасходу топлива порядка единиц процентов.

Этот пример показывает, что рассмотренные экономические показатели недостаточны и необходимо математически исследовать условия оптимального распределения нагрузки между агрегатами.

Рассмотрим в виде простейшего примера случай совместной работы двух агрегатов, например энергетических блоков, которые должны покрыть суммарную нагрузку  $P_2$  при минимальном общем расходе топлива  $B_2$ . Задачу можно сформулировать так: найти минимум функции

$$B_2 = B_1 + B_2 \rightarrow \text{мин}$$

при условии

$$P_1 + P_2 = P_2.$$

Исследуем функцию на минимум. Для этого, выбрав в качестве независимой переменной нагрузку одного из агрегатов (например первого), возьмем производную функции по этой переменной и приравняем ее к нулю

$$\frac{dB_2}{dP_1} = \frac{dB_1}{dP_1} + \frac{dB_2}{dP_1} = 0.$$

Используя условие равенства суммы нагрузок заданной нагрузке  $P_{\Sigma}$ , введем в качестве вспомогательной функции  $P_2 = P_{\Sigma} - P_1$ , тогда

$$\frac{dB_2}{dP_1} = \frac{dB_2}{dP_2} \cdot \frac{dP_2}{dP_1} = \frac{dB_2}{dP_2} \cdot \frac{d(P_{\Sigma} - P_1)}{dP_1} = -\frac{dB_2}{dP_2}$$

и

$$\frac{dB_1}{dP_1} - \frac{dB_2}{dP_2} = 0.$$

Таблица 2. Распределение нагрузки между агрегатами

Вариант	Наименование	Единица измерения	Режим						Перерасход топлива, %	
			I			II			I	II
			Агр. 1	Агр. 2	Сумма	Агр. 1	Агр. 2	Сумма		
1	Нагрузка Расход тепла	МВт Гкал/ч	— 25	50 120	50 145	25 76,3	50 120	75 196,3	5,45	1,97
2	Нагрузка Расход тепла	МВт Гкал/ч	25 76,3	25 65	50 141,3	37,5 101,9	37,5 92,5	75 194,4	2,77	1,00
3	Нагрузка Расход тепла	МВт Гкал/ч	50 127,5	— 10	50 137,5	50 127,5	25 65	75 192,5	0	0

Отсюда видим, что условием минимума суммарного расхода топлива является равенство производных расхода топлива каждого агрегата по его нагрузке

$$\frac{dB_1}{dP_1} = \frac{dB_2}{dP_2} \quad (II-2)$$

Эти производные получили название *относительных приростов расхода топлива* (или тепла) — ОПРТ. Иногда их называют удельными приростами или удельными частичными расходами тепла. Распространенный английский термин — *incremental heat rate* (а для ОПРДС — *incremental cost rate*).

Уравнение (II-2) выражает собой основное условие наивыгоднейшего распределения нагрузки — *равенство относительных приростов расхода топлива*.

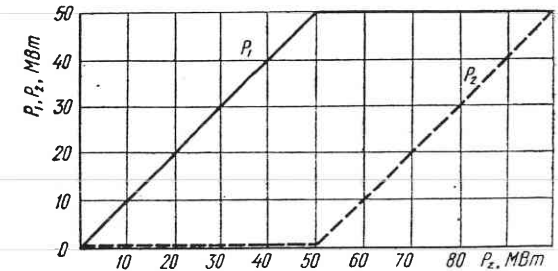
Графически ОПРТ можно представить как тангенс угла наклона (с соответствующим масштабным коэффициентом) касательной к расходной характеристике в точке, соответствующей данной нагрузке.

Физически ОПРТ представляет собой величину приращения расхода топлива, необходимую для увеличения нагрузки агрегата на единицу мощности.

Если имеется два агрегата, суммарную нагрузку которых надо увеличить на 1 МВт, то вполне логично дополнительно нагрузить

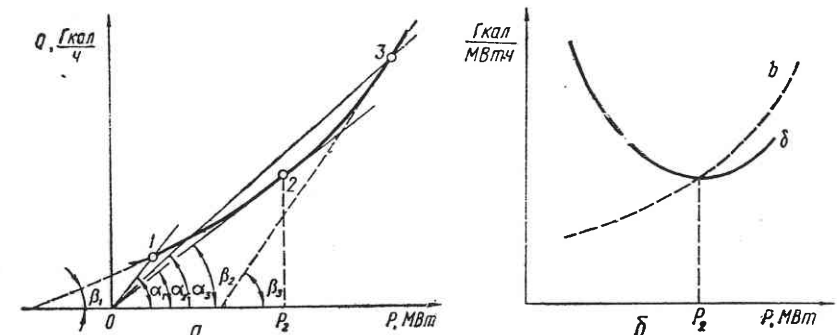
агрегат, который требует меньшего увеличения расхода топлива, т. е. имеет меньший ОПРТ. Таким образом, если ОПРТ агрегатов не зависят от нагрузки и не равны, то агрегаты надо нагружать в порядке возрастания их ОПРТ.

Эти соображения позволяют нам по-новому взглянуть на рассмотренный выше пример. Из уравнений (II-1) видно, что относительные приросты расхода топлива агрегатов 1 и 2 соответственно равны 2,05 и 2,20 Гкал/МВт·ч. Следовательно, надо полностью нагрузить агрегат, имеющий меньший ОПРТ, а избыток нагрузки передавать агрегату 2 (рис. II.3). А как же связать это с их экономичностью? Из рис. II.2



II.3. Зависимость оптимальных нагрузок турбоагрегатов от суммарной нагрузки.

видно, что большее значение удельного расхода топлива агрегата 1 обусловлено большей величиной расхода тепла на холостой ход (иначе и быть не может: если бы расходы на холостой ход были одинаковы, то агрегат 1, расходная характеристика которого имеет меньший наклон, был бы более экономичным). Следовательно, выбирая один из агрегатов для работы при нагрузке, изменяющейся в преде-



II.4(a) Расходная характеристика агрегата и углы, тангенсы которых определяют удельные расходы ( $\alpha$ ) и ОПРТ ( $\beta$ ); (б) характеристики удельных расходов ( $\delta$ ) и ОПРТ ( $b$ ).

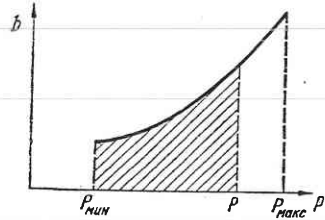
лах 0 — 50 МВт (при остановленном втором агрегате), целесообразно выбрать более экономичный агрегат 2.

Но при решении задачи распределения нагрузки между агрегатами, когда при всех вариантах их загрузки все равно приходится затрачивать тепло на холостой ход обоих агрегатов, основными показателями, определяющими наивыгоднейший режим, являются относительные приросты расхода тепла.

Уравнение (II-2) определяет экстремум функции. Для выяснения характера этого экстремума нужно определить знак второй произ-

водной. Если вторая производная отрицательна, то функция имеет максимум, если положительна, то минимум. Следовательно, мы получим искомый минимум функции в том случае, если зависимость первой производной от аргумента, т. е. характеристика относительных приростов (ХОП), имеет возрастающий характер (обращена выпуклостью книзу). Как увидим далее, ХОП большинства энергетических агрегатов имеют именно такой вид (рис. II.1, кривая *b*).

ОПРТ имеет такую же размерность, как и удельный расход топлива. Соотношение между этими двумя весьма важными экономическими показателями лучше всего выясняется с помощью рис. II.4, *a*, где показана расходная характеристика 1, 2, 3 агрегата. Удельные



II.5. Определение по ХОП расхода топлива на выработку энергии.

расходы топлива пропорциональны тангенсам углов наклона радиусов-векторов  $01$ ,  $02$  и  $03$ , проведенным из начала координат в точки 1, 2 и 3, т. е.  $\text{tg } \alpha_1$ ,  $\text{tg } \alpha_2$  и  $\text{tg } \alpha_3$ . Относительные приросты расхода топлива пропорциональны тангенсам углов наклона касательных к расходной характеристике в тех же точках, т. е.  $\text{tg } \beta_1$ ,  $\text{tg } \beta_2$  и  $\text{tg } \beta_3$ . Очевидно, что ОПРТ  $b$  равен удельному расходу топлива  $\delta$  только в точке 2, где касательная к расходной характеристике проходит через начало координат, т. е.  $\text{tg } \alpha_2 = \text{tg } \beta_2$ . При этом значении нагрузки  $P_2$  характеристика относительных приростов пересекается с кривой удельных расходов, имеющей в этой точке минимум (рис. II.4, *b*). При нагрузках, меньших  $P_2$ , ОПРТ меньше удельного расхода топлива, а при нагрузках, больших  $P_2$ , — соответственно больше.

Каждый отдельно взятый агрегат желательно эксплуатировать при минимальном расходе топлива. Этому режиму соответствует условие  $\delta = b$ . Заметим, что площадь, ограниченная ХОП и осями координат, пропорциональна расходу топлива, затрачиваемого на выработку энергии. Действительно,

$$\int_0^P b(P) dP = V(P) + C, \quad (\text{II-3})$$

где  $C$  — постоянная интегрирования, представляющая собой расход топлива на холостой ход.

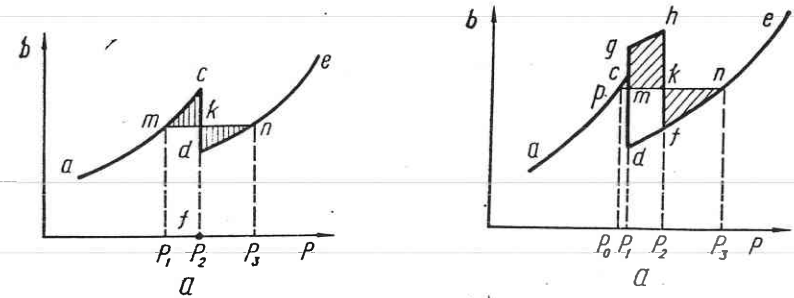
Если известен участок ХОП, соответствующий диапазону нагрузок от минимальной  $P_{\text{мин}}$  до максимальной  $P_{\text{макс}}$  (рис. II.5), и  $V_{\text{мин}}$  — расход топлива, соответствующий  $P_{\text{мин}}$ , то полный расход топлива при нагрузке  $P$  будет равен

$$V = V_{\text{мин}} + \int_{P_{\text{мин}}}^P b(P) dP. \quad (\text{II-4})$$

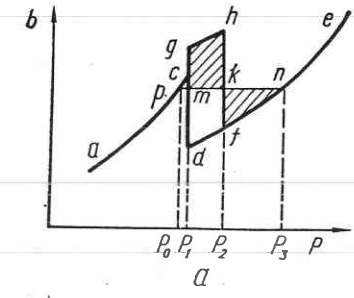
ХОП  $b(P)$  обычно задаются не в аналитической форме, а в виде графиков или таблиц. В этом случае соответствующие заданным ХОП расходы топлива могут быть найдены приближенно по точкам.

Если  $V_{\text{мин}}$  — расход топлива при минимальной нагрузке  $P_{\text{мин}}$  и соответствующем ей ОПРТ  $b_0$ , то расход топлива при ОПРТ  $b_1$  (в точке 1) получим, добавляя к  $V_{\text{мин}}$  приращение расхода топлива, вызванное увеличением нагрузки до  $P_1$  и возрастанием ОПРТ до  $b_1$

$$V_1 = V_{\text{мин}} + \Delta V_{(\text{мин})1} \approx V_{\text{мин}} + \frac{b_1 + b_0}{2} (P_1 - P_{\text{мин}}). \quad (\text{II-5})$$



II.6. Сглаживание ХОП (*a*), имеющей разрыв непрерывности; (*b*) — соответствующая ей расходная характеристика.



II.7. Сглаживание ХОП (*a*), если расходная характеристика (*b*) имеет разрыв непрерывности.

В общем виде, линеаризируя ХОП на участке между точками  $k$  и  $(k + 1)$ , можно записать

$$\Delta V_{k(k+1)} = 0,5(b_k + b_{k+1})(P_{k+1} - P_k). \quad (\text{II-6})$$

В тех случаях, когда нагрузка является функцией времени, т. е.  $P = P(t)$ , расход топлива за период времени от 0 до  $T$  может быть найден как

$$V = V_{\text{мин}}T + \int_0^T \int_{P_{\text{мин}}}^{P(t)} b(P) dt dP. \quad (\text{II-7})$$

Выше мы видели, что характер экстремума определяется ходом характеристики относительных приростов расхода топлива. Поэтому следует остановиться на некоторых особых случаях, когда ХОП не является монотонно возрастающей кривой.

На рис. II.6 показана недифференцируемая расходная характеристика, имеющая точку излома  $g$ , и соответствующая ей ХОП, имеющая разрыв непрерывности. Плавно возрастающая кривая  $ac$  при нагрузке  $P_2$  обрывается, ОПРТ падает до значения  $fd$ , а затем вновь плавно возрастает.



Чтобы иметь возможность использовать условие равенства ОПРТ, такую ХОП следует заменить кривой, не имеющей падающих участков. Это можно сделать, проведя горизонтальную прямую  $mkn$  таким образом, чтобы площади  $mck$  и  $kdn$  были равны. Теперь можно производить расчет экономических режимов, используя линию  $amkne$  вместо заданной.

Условие равенства заштрихованных на рис. II.6 площадей обеспечивает равенство расходов топлива, полученных интегрированием действительной и сглаженной ХОП при всех нагрузках за исключением диапазона  $P_1 < P < P_2$ .

Если применяется несглаженная ХОП, то в случае возрастания нагрузки при  $P = P_2$  ОПРТ принимается равным  $fc$ , а в случае снижения —  $fd$ .

Далее рассмотрим случай, когда расходная характеристика имеет разрыв непрерывности (рис. II.7). ХОП, соответствующая такой расходной характеристике и также имеющая разрыв непрерывности, обозначена  $acde$ .

Очевидно, что при нагрузках  $P > P_1$  интеграл, равный площади, ограниченной кривой, будет меньше действительного расхода топлива на величину  $\Delta B$ .

Для сглаживания ХОП применяется искусственный прием, обеспечивающий определение расхода топлива (с учетом скачка  $\Delta B$ ) интегрированием площади, ограниченной сглаженной кривой.

Выберем произвольный интервал приращения нагрузки  $\Delta P$ . Разделив скачкообразный прирост расхода топлива  $\Delta B$  на  $\Delta P$ , получим значение увеличения ОПРТ  $\Delta b$  на интервале  $\Delta P$ , необходимое для того, чтобы добавочная площадь была равна  $\Delta B$ .

На рис. II.7  $dg = hf = \Delta b$  и участок  $gh$  расположен эквидистантно по отношению к  $df$ . Следовательно, площадь  $dghf$  пропорциональна  $\Delta B$ .

Далее будем сглаживать вновь полученную характеристику  $acghfne$  обычным способом, т. е. проведем прямую  $pmkn$  так, чтобы площади  $pcghk$  и  $kfn$  были равны. Расчет экономических режимов следует производить по кривой  $apkne$ . Необходимо иметь в виду, что положение прямой  $pmkn$  не зависит от величины выбранного интервала  $\Delta P$ .

Использование сглаженных кривых приводит, конечно, к некоторым погрешностям в расчете, но они невелики и часто ими можно пренебречь. Однако работа при нагрузках, соответствующих сглаженным участкам кривых, нежелательна.

Чтобы роль ОПРТ в расчете экономических режимов работы агрегатов была яснее, рассмотрим случай распределения нагрузки между двумя котлоагрегатами, работающими на общий паропровод.

На рис. II.8 построены ХОП этих котлоагрегатов (выбор противоположных направлений осей абсцисс не имеет принципиального значения, это сделано лишь для удобства дальнейших рассуждений).

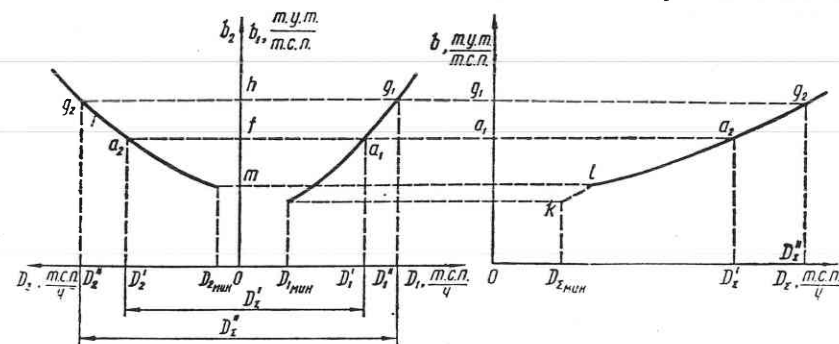
Если задана суммарная нагрузка котлов  $D'_\Sigma$ , то наивыгоднейшие нагрузки котлов  $D'_1$  и  $D'_2$  могут быть легко найдены графически. Для этого надо провести горизонталь  $a_1a_2$  на такой высоте, чтобы отрезок

$a_1a_2$  в принятом масштабе был равен  $D'_\Sigma$ . Тогда отрезки  $fa_1$  и  $fa_2$  дадут нам (в том же масштабе) значения  $D'_1$  и  $D'_2$  соответственно. При этом ОПРТ каждого котла равны  $b_1 = b_2 = b$  и изображаются ординатой  $Of$ .

Если суммарная нагрузка увеличится до  $D''_\Sigma$ , то (при монотонно возрастающих ХОП котлов) возрастет до величины  $Oh$  и общий ОПРТ  $b$ .

Оптимальные нагрузки котлов при этом будут равны  $D''_1$  и  $D''_2$ .

По ХОП отдельных котлоагрегатов можно построить общую ХОП группы котлов, представляющую собой зависимость общего ОПРТ от суммарной нагрузки. Для этого продолжим горизонтали, соот-



II.8. Построение ХОП двух агрегатов.

ветствующие некоторым произвольно выбранным значениям ОПРТ, и отложим от оси ординат отрезки  $a_1a_2$ ,  $g_1g_2$  и т. д., соответствующие суммарным нагрузкам  $D'_\Sigma$ ,  $D''_\Sigma$  и т. д. Полученная кривая  $la_2g_2$  представляет собой зависимость общего для обоих котлов ОПРТ  $b$  от суммарной нагрузки. На участке  $kl$  котел 2 работает с минимальной нагрузкой  $D_{2\text{мин}}$  и с ОПРТ, равным  $Om$ , превышающим ОПРТ котла 1. Следовательно, участок  $kl$  только условно может рассматриваться как зависимость общего для всей котельной ОПРТ от нагрузки.

### § II.3. Экономические характеристики котлоагрегатов

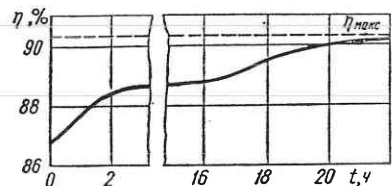
**Изменение к. п. д. котлоагрегатов во времени.** Современные котлоагрегаты допускают изменение нагрузки в сравнительно небольших пределах. Диапазон возможного изменения нагрузки (*регулируемый диапазон*) в значительной степени зависит от вида сжигаемого топлива. Так, при сжигании антрацитового штыба в виде пыли нагрузку котла нельзя снижать более чем до 60—70% номинальной по соображениям устойчивости горения факела. При уменьшении расхода сжигаемого топлива снижается температура топки, и для предотвращения погасания факела требуется «подсветка» газом или мазутом.

При сжигании тощих углей регулируемый диапазон несколько шире, а котлы, работающие на жидком или газообразном топливе, могут нести сколь угодно малые нагрузки, но при этом экономичность

их снижается настолько, что минимальная нагрузка не должна быть меньше 40—50%. Наибольшие предельные нагрузки определяются тепловым напряжением топки и температурами, допустимыми по условиям сохранения расчетного срока службы котлоагрегата, а также пропускной способностью газового и пароводяного трактов.

Таким образом, расходные характеристики котлоагрегатов, как и характеристики относительных приростов расхода топлива, обычно строятся для диапазона допустимых нагрузок — от минимальной до максимальной.

К. п. д. котлоагрегатов зависит от нагрузки. Наименьшее значение его соответствует минимальной нагрузке. Как правило, при возрастании нагрузки к. п. д. повышается,



П.9. Изменение к. п. д. котла ТП-230 после пуска из холодного состояния при сжигании твердого топлива («0» соответствует моменту достижения максимальной нагрузки).

достигая максимума при нагрузке, равной 0,8—1,0 предельно допустимой. В диапазоне от этой «экономической» до максимальной нагрузки к. п. д. остается практически постоянным или несколько снижается.

Выше уже отмечалось, что зависимости экономических показателей котлоагрегата от нагрузки носят статистический характер. Дополнительно необходимо указать, что к. п. д. заметно изменяется с момента начала кампании котлоагрегата.

В первый период после пуска котла из холодного состояния, по мере прогрева всех неметаллических частей, к. п. д. постепенно повышается (рис. П.9), достигая максимума (при прочих равных условиях) через десятки часов. Затем через некоторый период работы с приблизительно одинаковой экономичностью начинается снижение к. п. д. вследствие возможного прогорания кладки и появления других дефектов, приводящих к необходимости остановки и ремонта котла.

Кроме того, наблюдаются более или менее периодические небольшие (обычно нерегистрируемые) изменения к. п. д., связанные с режимами расшлаковки котла, очистки поверхностей нагрева и др.

**Построение характеристик относительных приростов.** Относительный прирост расхода топлива может быть определен как производная от расхода топлива по расходу пара или как отношение их конечных приращений

$$b = \frac{dB}{dD} \approx \frac{\Delta B}{\Delta D}. \quad (\text{II-8})$$

Аналогично определению к. п. д. как отношения расхода пара к расходу топлива этот метод можно назвать *определением ОПРТ по прямому балансу*.

Если числитель и знаменатель выразить в одних и тех же единицах, например в Гкал/ч, и представить расход тепла как сумму тепла

$Q_{\text{пол}}$ , полезно израсходованного на производство пара, и потерь тепла  $Q_{\text{пот}}$ , то ОПРТ можно определить в относительных единицах как

$$b_* = \frac{d(Q_{\text{пол}} + Q_{\text{пот}})}{dQ_{\text{пол}}} = 1 + \frac{dQ_{\text{пот}}}{dQ_{\text{пол}}} \approx 1 + \frac{\Delta Q_{\text{пот}}}{\Delta Q_{\text{пол}}}. \quad (\text{II-9})$$

Определение ОПРТ по производной от потерь по полезно отданной энергии (или, приближенно, по отношению их конечных приращений) будем называть *определением ОПРТ по обратному балансу*.

Прежде всего заметим, что при к. п. д. брутто<sup>1</sup> современных котлоагрегатов, лежащем обычно в пределах 0,88—0,91 при сжигании пыли и 0,92—0,95 при сжигании газа, и равной точности измерения всех входящих в расчет величин использование метода обратного баланса позволяет значительно снизить погрешность расчета (по сравнению с методом прямого баланса). Так, например, при погрешности измерения  $\pm 3\%$  ошибка в определении к. п. д. по прямому балансу может составить 6%, а по обратному — 0,6—0,8%.

Отсюда следует, что, имея результаты балансовых испытаний котлоагрегатов, целесообразнее строить ХОП по интервалам изменения потерь, а не к. п. д.

Учитывая, что 1 Гкал соответствует 0,14286 т. у. т. и что в (II-9) одна относительная единица соответствует

$$\frac{640 \text{ Мкал/т. с. п.}}{7000 \text{ Мкал/т. у. т.}} = 0,0915, \quad \frac{\text{т. у. т.}}{\text{т. с. п.}^2},$$

можно записать ОПРТ в размерных единицах:

$$b = 0,1429 + \frac{dB_{\text{пот}}}{dQ_{\text{пол}}}, \quad \frac{\text{т. у. т.}}{\text{Гкал}},$$

или

$$b = 0,0915 + \frac{dB_{\text{пот}}}{dD_{\text{ст}}}, \quad \frac{\text{т. у. т.}}{\text{т. с. п.}}. \quad (\text{II-10})$$

Здесь  $D_{\text{ст}}$  — расход стандартного пара.

Заметим, что расходная характеристика связана с характеристикой потерь зависимостью, получаемой интегрированием (II-10):

$$B = 0,1429Q_{\text{пол}} + B_{\text{пот}} + B_{\text{х.х.}}$$

или

$$B = 0,0915D_{\text{ст}} + B_{\text{пот}} + B_{\text{х.х.}}, \quad (\text{II-11})$$

где потери энергии выражены в т. у. т./ч, а полезно выработанная энергия в Гкал/ч или в т. с. п./ч; постоянная интегрирования  $B_{\text{х.х.}}$  представляет собой условный расход топлива на холостой ход (эта величина, по сути, должна входить в состав  $B_{\text{пот}}$ ).

Из (II-9) видно, что ОПРТ, выраженный в относительных единицах, не может быть меньше единицы и будет равен единице лишь при к. п. д. = 1, т. е. при отсутствии потерь. Аналогично из (II-10)

<sup>1</sup> См. ниже — с. 39.

<sup>2</sup> т. с. п. — тонна стандартного пара (с теплосодержанием 640 ккал/кг).

ясно, что ОПРТ котлоагрегата, выраженный в т. у. т./Гкал, не может быть меньше 0,1429, а ОПРТ, выраженный в т. у. т./т. с. п., всегда больше 0,0915, так как эти случаи соответствуют преобразованию энергии без потерь.

ХОП котлоагрегатов могут быть построены по заводским данным о зависимости к. п. д. от нагрузки или по данным, полученным в

Таблица 3. Пример расчета ХОП котлоагрегата ТП-100, работающего на АШ

1. Нагрузка	$\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	260	280	300	320	340	360	380
2. К. п. д.	%	85,8	86,2	86,5	86,7	86,9	87,0	86,9
3. Потери	$\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	43,0	44,8	46,7	48,8	51,2	54,0	57,3
4. Расчетная нагрузка	$\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	270	290	310	330	350	370	
5. Абсолютный прирост потерь	$\frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$	1,8	1,9	2,1	2,4	2,8	3,3	
6. Относительный прирост потерь	отн. ед.	0,090	0,095	0,105	0,120	0,140	0,165	
7. ОПРТ котла	отн. ед.	1,090	1,095	1,105	1,120	1,140	1,165	
	$\frac{\text{т. у. т.}}{\text{Гкал}}$	0,1557	0,1564	0,1579	0,1600	0,1629	0,1660	
	$\frac{\text{т. у. т.}}{\text{т. с. п.}}$	0,0997	0,1002	0,1011	0,1025	0,1043	0,1066	

результате испытаний. Первый случай почти не имеет практического значения, так как состояние котлоагрегатов в каждый момент времени влияет на величину экономических показателей. Кроме того, заводы обычно указывают только значения к. п. д. при нескольких значениях нагрузки.

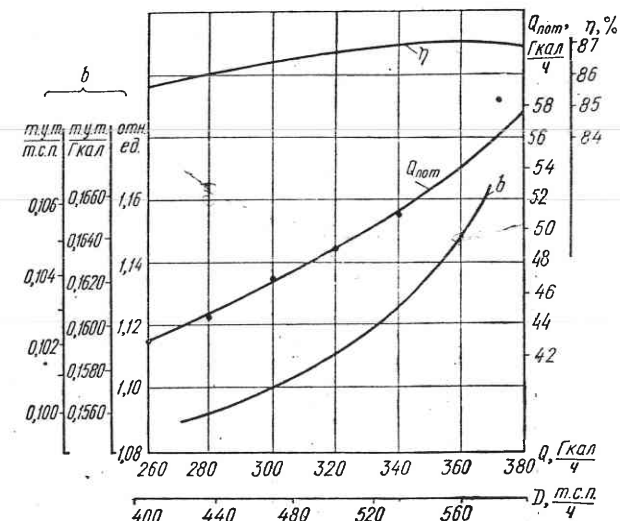
Во втором случае исходными данными для построения ХОП являются величины расхода топлива и потерь, полученные в результате испытания при некоторых значениях нагрузки, поддерживающихся практически постоянными в течение достаточно длительного времени. По ним можно построить расходную характеристику или характеристику потерь, а затем, применяя любой способ численного или графического дифференцирования, — характеристику относительных приростов. Ниже дан пример построения ХОП по результатам

испытания котла типа ТП-100<sup>1</sup> производительностью 410 Гкал/ч (640 т.н.п./ч), работающего на антрацитовом штыбе (АШ).

В табл. 3 приведены к. п. д. котлоагрегатов, полученные при испытаниях (строки 1 и 2). Потери тепла  $Q_{\text{пот}}$  (строка 3) рассчитаны по полезной нагрузке  $Q_{\text{пол}}$  и к. п. д.  $\eta$ , выраженному в % от полного количества поступающего тепла  $Q_{\text{полн}}$ :

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\text{полн}} (100 - \eta) = Q_{\text{пол}} \frac{100 - \eta}{\eta} \quad (\text{II-12})$$

Полученные значения  $Q_{\text{пот}}$  нанесены на график (рис. II.10) и кривая «сглажена». Вследствие неточности измерения отдельные точки зависимости к. п. д. от нагрузки могут «выпадать», т. е. лежать вне кривой закономерно изменяющейся функции. Устранение этих погрешностей лучше производить «сглаживанием» кривой потерь, а не кривой к. п. д., это обеспечит более высокую точность.



II.10. К построению ХОП котлоагрегата ТП-100.

В строке 5 приведены абсолютные приросты потерь  $\Delta Q_{\text{пот}}$ , т. е. разности значений  $Q_{\text{пот}}$  из строки 3, соответствующие средним значениям нагрузок (строка 4) каждого интервала.

Делением  $\Delta Q_{\text{пот}}$  на интервал между двумя значениями нагрузки (20 Гкал/ч) получаем относительный прирост потерь  $\Delta Q_*$  (строка 6).

ОПРТ в различных размерностях определяем по (II-9) и умножением относительных единиц на 0,1429 и 0,0915.

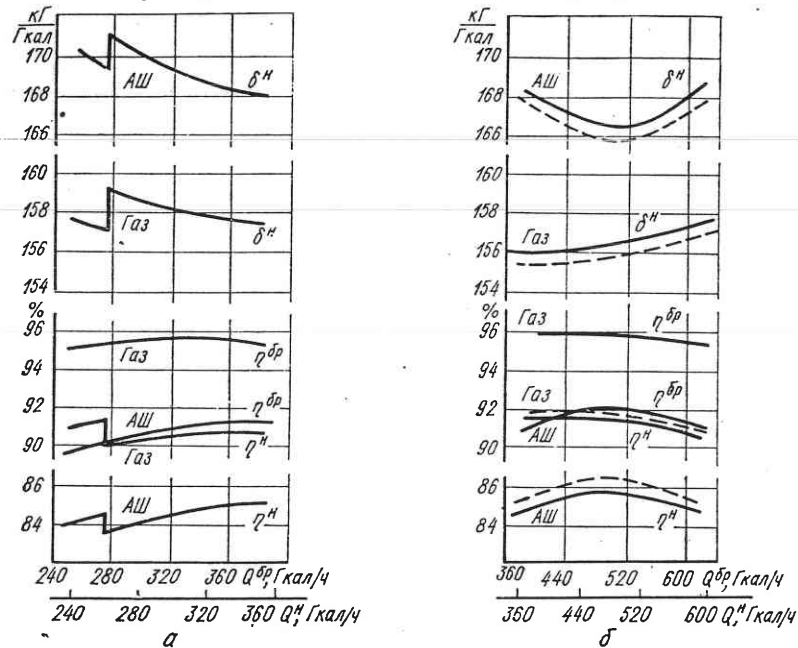
**Основные экономические характеристики.** В приведенных выше рассуждениях и расчетах мы говорили только о потерях в самом паровом котле; к. п. д., учитывающий только эти потери, носит название *к. п. д. брутто*. Для оценки экономичности котлоагрегата в целом, т. е. со всеми обслуживающими его агрегатами собственных нужд, нужно учесть расход энергии на привод этих механизмов. Это даст возможность определить *к. п. д. нетто* (в табл. 3 приведен этот параметр).

Основными потребителями энергии на обслуживание котлоагрегата являются тягодутьевые устройства и питательные насосы. Значительную долю энергии потребляют углеразмольные мельницы, но

<sup>1</sup> В обозначениях котлов — первая буква: Т — Таганрогского завода, П — Подольского, Б — Барнаульского; далее: П — пылеугольный, ГМ — газомазутный; третья буква П — прямоточный.

при наиболее распространенной в СССР схеме устройств пылеприготовления с промежуточными бункерами пыли непосредственная связь между нагрузками котлоагрегата и привода мельниц отсутствует. При применении схемы с быстроходными мельницами, подающими аэропыль непосредственно в топку, изменение их нагрузки должно учитываться при построении ХОП нетто.

Современные паровые котлы оснащаются двумя-тремя агрегатами собственных нужд (СН) каждого вида. Поэтому при изменении числа



II.11. Экономические характеристики котлоагрегатов:

а — ТП-100; б — ТПП-110;  $\delta^H$  — удельный расход топлива нетто, кг/Гкал;  $\eta^{бр}$  и  $\eta^H$  — к. п. д. брутто и нетто, %; сплошные — с турбоагрегатом ЛМЗ, пунктирные — ХТГЗ.

работающих питательных насосов или дымососов и вентиляторов горячего дутья потери скачком возрастают на величину расхода на холодной ход включаемого или отключаемого механизма, а при изменении их нагрузки — и на величину, определяющуюся изменением к. п. д.

На рис. II.11 показаны типичные зависимости удельных расходов топлива и к. п. д. от нагрузки двух котлоагрегатов, сжигающих антрацитовый штыб (АШ) и природный газ. Котлоагрегат ТП-100, работающий в блоке с конденсационной турбиной К-200-130 (200 МВт, 130 ат<sup>1</sup>), не имеет максимума экономичности — его к. п. д. при сжигании АШ повышается с увеличением нагрузки до максимально допустимой. Такой же вид имеют характеристики котла ТПП-90, предназначенного для блока мощностью 150 МВт. Характеристики котла ТПП-110 (построенные с учетом питательных турбонасосов), работающего в

<sup>1</sup> Давление турбин указывается в атмосферах абсолютных.

блоке с турбиной К-300-240 (300 МВт, 240 ат), имеют явно выраженный минимум удельного расхода топлива в диапазоне нагрузок 75—85% от максимальной. Аналогичный вид имеют характеристики котла ТП-230 производительностью 230 т. н. п./ч.

Эти и все приведенные в главе II экономические характеристики заимствованы или построены по данным [21—22]<sup>1</sup>.

Скачкообразные изменения характеристик нетто соответствуют нагрузкам, при которых изменяется число работающих питательных насосов (65—70% максимальной нагрузки). Эти скачки определяют наличие точек излома на расходных характеристиках.

Теплопроизводительность котла брутто рассчитывается по формуле:

$$Q_k^{бр} = [D(i_{пе} - i_{п.в}) + D_{в.п}(i'_{в.п} - i_{в.п}) + W_{пр}(i_{пр} - i_{п.в})] \cdot 10^{-3} + Q_{доп}, \quad \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}, \quad (\text{II-13})$$

где

$D$  — паропроизводительность котлоагрегата (на выходе из пароперегревателя), т/ч;

$D_{в.п}$  — расход пара через вторичный пароперегреватель, т/ч;

$W_{пр}$  — расход продувочной воды, т/ч;

$i_{пе}$ ,  $i_{п.в}$  и  $i_{пр}$  — теплосодержание перегретого пара, питательной и продувочной воды соответственно, ккал/кг;

$i'_{в.п}$ ,  $i_{в.п}$  — теплосодержание пара до и после вторичного перегрева;

$Q_{доп}$  — дополнительно отданное тепло с паром, водой или воздухом потребителям или на собственные нужды в процессе нормальной эксплуатации или при растопке [включая тепло насыщенного пара с энтальпией  $i_{н.п}$ , отбираемого в количестве  $D_{в.п}$  т/ч на собственные нужды  $D_{в.п}(i_{н.п} - i_{п.в})10^{-3}$ ].

Если к. п. д. брутто  $\eta_k^{бр}$  задан в процентах, то часовой расход топлива

$$B_k = \frac{Q_k^{бр} \cdot 100}{\eta_k^{бр} \cdot 7} = 14,29 \frac{Q_k^{бр}}{\eta_k^{бр}}, \quad \text{т. у. т./ч}, \quad (\text{II-14})$$

где 7 — теплотворная способность условного топлива, Гкал/т. у. т.

В (II-14) могут быть использованы значения теплопроизводительности  $Q_k^H$  и к. п. д. котла  $\eta_k^H$  нетто.

Удельный расход условного топлива на отпущенное тепло

$$\delta_k^H = \frac{B_k}{Q_k^H}, \quad \frac{\text{т. у. т.}}{\text{Гкал}}. \quad (\text{II.15})$$

<sup>1</sup> Заметим, что за несколько лет, прошедших со времени выхода в свет [21], персоналом заводов-изготовителей, наладочных организаций и электростанций была проведена большая работа по совершенствованию энергетического оборудования и методов его эксплуатации, что существенно улучшило технико-экономические характеристики агрегатов ТЭС.



**Характеристики потерь.** Так как удельные расходы топлива и ОПРТ зависят от различных видов потерь или от их производных по нагрузке, приводим некоторые характерные значения потерь тепла и расходов энергии на собственные нужды (табл. 4).

Таблица 4. Средние значения некоторых видов потерь в котлоагрегатах

Виды потерь	Размерность	Тип котлоагрегата и вид топлива			
		ТП-100		ТПП-110	
		АШ	газ	АШ	газ
Потери с уходящими газами $q_2$	%	4,3—4,6	4,1—4,3	3,8—4,4	3,6—4,3 <sup>1</sup>
Потери с механическим недожогом $q_4$	%	5,0—3,2	—	4,5—3,4	—
Потери в окружающую среду $q_5$	%	0,6—0,3	0,6—0,3	0,3—0,2	0,3—0,2
Потери с физическим теплом шлака $q_6$	%	0,15	—	0,15	—
Расход эл. энергии на тягодутьевые устройства	$\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т. пара}}$	3,46	2,35	3,2	1,8
Расход эл. энергии на пылеприготовление	$\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{т. топлива}}$	36	—	36	—

<sup>1</sup> Левые числа относятся к нагрузке 60—70%, правые — 90—100%.

Температура уходящих газов изменяется приблизительно пропорционально корню кубическому из значений нагрузки (или расхода топлива), т. е.

$$t_{yx} \approx t_{yx_0} \sqrt[3]{\frac{D}{D_0}} \approx t_{yx_0} \sqrt[3]{\frac{B}{B_0}} \quad (\text{II-16})$$

Здесь  $t_{yx_0}$ ,  $D_0$  и  $B_0$  — некоторые известные значения температуры уходящих газов, нагрузки и расхода топлива.

Изменение температуры уходящих газов приводит к изменению потерь  $q_2$ :

$$\Delta q_2 = \frac{(t_{yx} - t_{yx_0})}{t_{yx_0}} q_{2_0} \quad (\text{II-17})$$

Можно считать, что  $q_2$  повышается на 0,5—0,7% на каждые 10° С повышения температуры уходящих газов.

Заметное влияние на  $q_2$  оказывают температура холодного воздуха и содержание кислорода в уходящих газах. Снижение содержания  $\text{CO}_2$  на 1% вызывает такое же увеличение  $q_2$  (за счет увеличения объема газов).

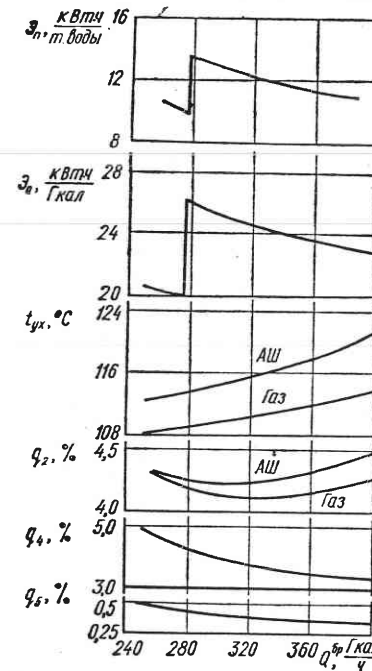
Некоторое влияние на потери  $q_2$  оказывает изменение температуры питательной воды  $\Delta t_{п.в.}$ . Можно считать, что  $\Delta q_2 = \xi \Delta t_{п.в.}$ , причем  $\xi$  зависит от вида топлива, типа котлоагрегата и коэффициента избыт-

ка воздуха. Приблизленно  $\xi = 0,012$  для АШ, а для газа и мазута  $\xi = 0,10 \div 0,11$ .

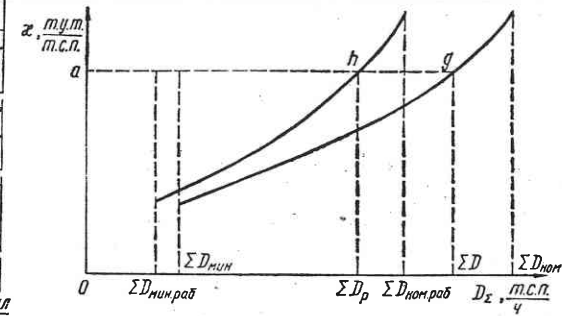
Таким образом, снижение  $t_{п.в.}$  способствует повышению к. п. д. котлоагрегата за счет увеличения температурного напора в водяном экономайзере и снижения температуры уходящих газов. Однако общая экономичность блока при этом в большинстве случаев снижается из-за ухудшения режима регенеративного цикла турбины.

Потери с химическим недожогом  $q_3$  при сжигании твердого топлива практически отсутствуют.

Потери  $q_4$  почти линейно зависят от зольности топлива  $A^p$ . Для АШ (при прочих равных условиях)  $q_4 \approx 0,28 A^p$ , а для Кузнецкого угля марки СС примерно вдвое меньше.



II.12. Зависимость некоторых экономических показателей котлоагрегата ТП-100 от нагрузки:  $\mathcal{E}_{п}$  — удельный расход энергии на подачу питательной воды;  $\mathcal{E}_{о}$  — удельный расход энергии на отпущенное тепло;  $t_{yx}$  — температура уходящих газов.



II.13. Построение обобщенной ХОП котельной.

Потери с механическим недожогом снижаются на 0,3—0,5% при повышении температуры горячего воздуха с 300 до 400° С.

Потери воды на продувку обычно не превышают 0,5%. Расход тепла на собственные нужды составляет при сжигании твердого топлива 0,6—0,7%, газа — 0,5%, мазута — 1,2%.

Прочие расходы на собственные нужды котлоагрегата составляют при сжигании твердого топлива около 1,3, а при сжигании газа и мазута около 0,8 кВт · ч/т. пара.

Зависимости потерь от нагрузки, подобные приведенным на рис. II.12 и полученные при испытаниях основного и вспомогательного оборудования, могут быть использованы для корректировки ХОП котлоагрегатов с учетом их состояния и условий эксплуатации.

**Обобщенная характеристика относительных приростов.** В § II-2 было показано построение общей ХОП для двух агрегатов. Таким же образом ХОП может быть построена для группы котлов, работа-

ющих на общий паропровод. Если котлы имеют различную паропроизводительность или при одинаковой производительности значительно отличаются по ХОП, то приходится строить большое количество ХОП, соответствующих различным сочетаниям работающих котлоагрегатов.

Если нет жестких требований к точности построения общей ХОП котельной или отсутствуют достоверные исходные данные, можно применить следующий прием.

Строится ХОП для случая параллельной работы всех присоединенных к общему паропроводу котлоагрегатов (рис. II.13). Ее можно рассматривать как обобщенный вид ХОП для любых сочетаний работающих агрегатов. Приближенная ХОП для некоторого заданного сочетания работающих котлоагрегатов, суммарная производительность которых равна  $\sum D_{\text{ном.раб}}$ , может быть получена пересчетом абсцисс обобщенной ХОП пропорционально суммарным величинам номинальной паропроизводительности котлов. Если общая номинальная паропроизводительность котлов составляет  $\sum D_{\text{ном}}$ , то для значения общей котельного ОПРТ  $\kappa$ , определяющегося ординатой  $Oa$ , получим:

$$ah = ag \frac{\sum D_{\text{ном.раб}}}{\sum D_{\text{ном}}}, \text{ или } \sum D_p = \sum D \frac{\sum D_{\text{ном.раб}}}{\sum D_{\text{ном}}} \quad (\text{II-18})$$

Например, пусть в котельной имеется 4 котла производительностью 230 т/ч и три котла производительностью 170 т/ч, тогда  $\sum D_{\text{ном}} = 4 \times 230 + 3 \times 170 = 1430$  т/ч. Если работают котлы суммарной производительностью  $\sum D_{\text{ном.раб}} = 3 \times 230 + 2 \times 170 = 1030$  т/ч, то для произвольно выбранных значений ОПРТ  $\kappa$  (8—10 значений через одинаковые интервалы  $\Delta \kappa$ ) абсциссы надо умножить на  $\frac{1030}{1430} = 0,72$ .

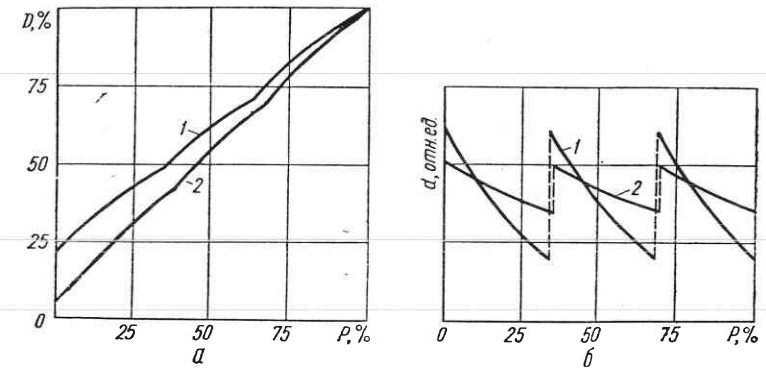
#### § II-4. Экономические характеристики турбоагрегатов

Расходные характеристики турбин, а следовательно и характеристики относительных приростов расхода тепла, существенно отличаются от соответствующих характеристик котлоагрегатов.

Основное отличие заключается в том, что расходные характеристики турбин имеют изломы и небольшие выпуклости, обращенные вверх. Это свойство особенно заметно у характеристик турбин с противодавлением. Кроме того, большое влияние на вид расходной характеристики оказывает способ регулирования турбины. На рис. II.14 показан вид расходной характеристики (а) и ХОП (б) турбины с сопловым регулированием.

Кривизна расходной характеристики зависит от отношения давления  $p_2$  на выходе турбины к давлению  $p_1$  на ее входе. Она более заметна у турбин с противодавлением. На рис. II.14 кривые 1 соответствуют большему, а кривые 2 — меньшему отношению  $p_2 : p_1$ . Выпуклость расходных характеристик современных конденсационных

турбин ничтожно мала, поэтому практически всегда можно без заметных погрешностей представлять расходную характеристику и ХОП в виде прямых линий с необходимыми изломами.



II.14. Экономические характеристики турбин с сопловым регулированием.

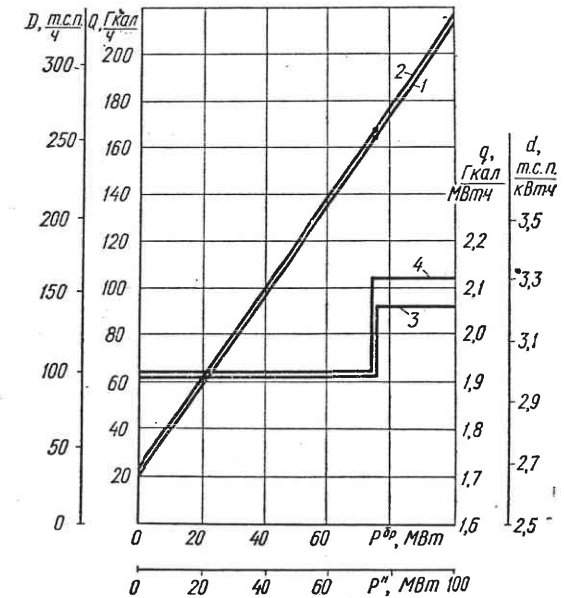
**Характеристики конденсационных турбоагрегатов.** Типичные характеристики конденсационной турбины мощностью 100 МВт представлены на рис. II.15. В табл. 5 приведены экономические характеристики некоторых современных турбоагрегатов.

Заводы-изготовители обычно дают аналитические выражения расходных характеристик турбоагрегатов в виде

$$D = D_{x.x} + d_1 P + \Delta d (P - P_0), \text{ или } Q = Q_{x.x} + q_1 P + \Delta q (P - P_0) \quad (\text{II-19})$$

Здесь  $D_{x.x}$  и  $Q_{x.x}$  — расходы пара и тепла на холостой ход,  $d_1$  и  $q_1$  — относительные приросты расхода пара и тепла в диапазоне нагрузок от 0 до  $P_0$ ,  $\Delta d$  и  $\Delta q$  — увеличение ОПРТ при нагрузке  $P_0$ , соответствующей открытию перегрузочных клапанов, в результате которого экономичность турбины снижается.

При  $P > P_0$  относительный прирост  $d_2 = d_1 + \Delta d$ , или  $q_2 = q_1 + \Delta q$ . При  $P < P_0$  третий член правой части формул (II-19) не учитывается. Из рис. II.15 ясно, что при небольших относительных



II.15. Расходные характеристики (1, 2) и ХОП расхода тепла (3, 4) турбины ВК-100-6 брутто (1, 3) и нетто (2, 4).

Таблица 5. Параметры экономических характеристик конденсационных турбоагрегатов

Тип	Мощность МВт	Давление ат	Температура пара		Температура пит. воды	Давление в конд.	Условный расход тепла на холостой ход		ОПРТ $q_1$		Нагрузка $P_0$				ОПРТ $q_2$		Расход тепла при ном. нагрузке		
			перв.	втор.			брутто	нетто	брутто	нетто	брутто	нетто	брутто	нетто	брутто	нетто		брутто	нетто
	МВт	ат	°C	°C	°C	ат.	брутто	%	брутто	МВт	%	брутто	МВт	%	брутто	МВт	°C	брутто	Гкал/ч
К-300-240	300	240	560	565	265	0,035	40,0	6,9	1,800	—	—	1,800	—	—	—	—	—	—	580,0
К-200-130	200	130	565	565	237	0,04	29,48	7,6	1,809	1,825	86,7	173,45	172,25	86,1	1,957	1,982	—	395,1	
К-150-130	150	130	565	565	222	0,04	24,85	7,8	1,922	1,937	83,1	124,22	123,27	82,7	2,101	2,126	—	318,1	
ВК-100-6	100	90	535	—	230	0,04	21,3	9,8	1,915	1,910	74,8	74,75	74,08	74,1	2,063	2,123	—	216,5	
ВК-50-3	50	90	535	—	220	0,04	12,03	10,4	1,996	2,018	72,0	36,0	35,62	71,2	2,219	2,253	—	115,2	
ВК-25-1	25	90	500	—	215	0,04	4,05	6,4	2,339	2,369	81,6	20,41	20,17	80,7	2,429	2,471	—	69,0	
АК-50-1	50	29	400	—	—	0,05	6,5	4,6	2,69	—	—	—	—	—	—	—	—	141,0	

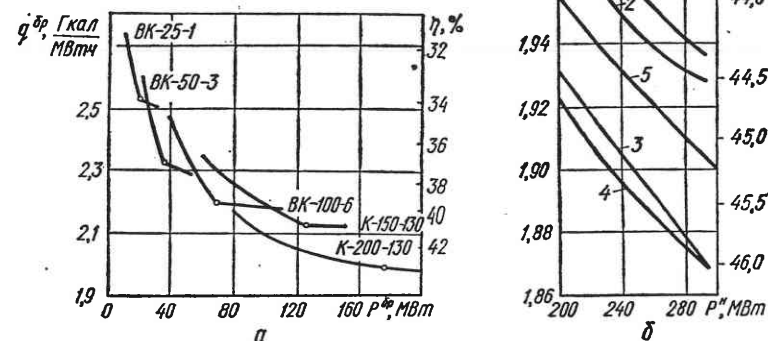
значениях  $Q_{x.x}$  максимум к. п. д. может соответствовать не максимальной нагрузке, а  $P_0$  — так называемой *экономической нагрузке*. Так, для турбины ВК-100-6 при нагрузках 40, 60, 75 и 100 МВт значения к. п. д. брутто соответственно равны 35,8; 38,5; 40,4 и 40,1%.

При нескольких ( $r$ ) изломах характеристики

$$Q = Q_{x.x} + q_1 P + \sum_{i=2}^r \Delta q_i (P - P_{0i}). \quad (\text{II-20})$$

При малых нагрузках турбин давление в точках отбора пара на регенеративные подогреватели снижается настолько, что их приходится отключать. Снижается температура питательной воды, и еще

II.16. Удельный расход тепла:  $a$  — на выработанную электроэнергию (брутто);  $b$  — нетто по турбоагрегатам К-300-240 ЛМЗ (1, 3) и ХТГЗ (2, 4) с учетом (1, 2) и без учета (3, 4) питательных турбонасосов; (5) — то же, что (1), брутто.



более падает экономичность производства электроэнергии. При очень малых нагрузках может повыситься температура хвостовой части турбины, что приведет к расцентровке валов и появлению вибрации. Поэтому турбины редко эксплуатируют при нагрузках ниже 20—25%.

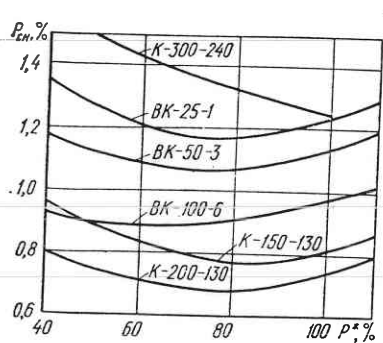
В табл. 5 приведены данные, определяющие экономические характеристики некоторых конденсационных турбоагрегатов. Условный расход тепла на холостой ход  $Q_{x.x}$  определяется точкой пересечения продолженной в сторону минимальных нагрузок расходной характеристики с осью ординат. Относительное значение  $Q_{x.x}$  дано в процентах от расхода тепла при номинальной нагрузке и номинальных параметрах пара.

Удельные расходы тепла на выработанную электроэнергию по турбоагрегатам мощностью 25—200 МВт (90 и 130 ат) приведены на рис. II.16, а. На рис. II.16, б показаны удельные расходы тепла на отпущенную энергию турбоагрегатов мощностью 300 МВт (240 ат, 560°С), а на рис. II.17 показана зависимость расхода электроэнергии на собственные нужды от нагрузки конденсационных турбоагрегатов.

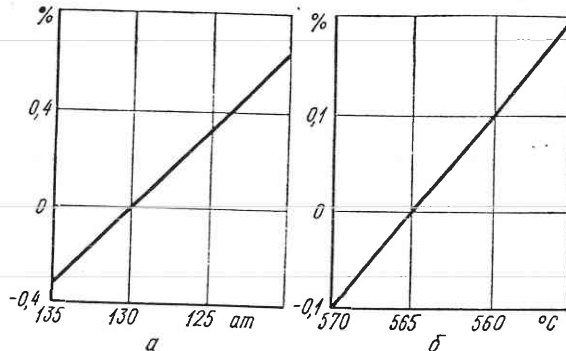
При отклонении параметров от номинальных значений режим работы турбины и удельные расходы тепла изменяются. Некоторые

данные о поправках, вводимых при построении расходных характеристик и ХОП, приведены в табл. 6 в процентах, а для турбоагрегатов мощностью 200 МВт — также на рис. II.18.

В некоторых случаях рекомендуется с целью уменьшения износа оборудования снижать температуру перегрева с 565 до 540° С. При-



II.17. Расход электроэнергии на собственные нужды конденсационных турбоагрегатов.



II.18. Поправка к удельному расходу тепла на отклонение параметров пара от номинальных для турбоагрегатов К-200-130.

нимаемая при этом средние значения перерасхода пара для блоков мощностью 100—200 МВт, найдем, что увеличение расхода тепла составит  $(0,23 + 0,15) \frac{25}{10} = 0,95\%$ .

Таблица 6. Поправки к экономическим характеристикам конденсационных турбин

Отклонение параметров	Тип турбины <sup>1</sup>	
	К-100-90 К-150-130 К-200-130	К-300-240
Давления свежего пара на $\pm 1$ ат	$\mp 0,04 \div 0,09$	$\mp 0,03$
Температуры свежего пара на $\pm 10^\circ$ С	$\mp 0,20 \div 0,36$	$\mp 0,30$
Температуры промперегрева на $\pm 10^\circ$ С	$\mp 0,15 \div 0,16$	$\mp 0,25$
Температуры питательной воды на $\pm 10^\circ$ С	$\mp 0,15 \div 0,37$	$\mp 0,42$
Давления в конденсаторе на $\pm 0,01$ ат	$\mp 0,78 \div 0,95^2$	$\mp 0,90^2$

<sup>1</sup> Типы турбин обозначаются: К — конденсационная, Т — с теплофикационным отбором, П — с производственным отбором; первое число — мощность в МВт, второе — давление свежего пара в ат.

<sup>2</sup> Поправки к электрической мощности в процентах от  $P_{ном}$ .

При среднем удельном расходе топлива 350 г/кВт · ч и при годовом числе использования установленной мощности 6000 ч/год дополнительные затраты на топливо для блока мощностью 200 МВт составят при цене 15 руб./т:

$$350 \cdot 10^{-3} \cdot 200 \cdot 6000 \cdot 15 \cdot 0,95 \cdot 10^{-2} = 66,5 \text{ тыс. руб./год.}$$

Характеристика турбин с отборами пара. Экономические характеристики теплофикационных турбоагрегатов значительно сложнее, чем

конденсационных. Это объясняется тем, что расходы тепла, удельные расходы и ОПРТ являются функциями двух или трех независимых переменных — электрической нагрузки и расходов пара в один или два отбора. Кроме того, на них накладываются ограничения по пропускной способности различных частей турбины.

Расход пара в теплофикационный  $D_{от}^T$  и производственный  $D_{от}^П$  отборы могут быть равны нулю. Расход пара в конденсатор («конденсационный хвост») не должен быть меньше некоторого минимального значения, необходимого для охлаждения лопаток и цилиндра части низкого давления (ЧНД).

Минимальное значение вырабатываемой электрической мощности  $P_{мин}$  определяется минимальным пропуском пара в конденсатор и мощностью, вырабатываемой за счет пара отборов при его прохождении через часть высокого давления (ЧВД) и часть среднего давления (ЧСД). Отсюда ясно, что  $P_{мин}$  является функцией  $D_{от}^T$  и  $D_{от}^П$ .

Максимальные значения электрической и тепловых нагрузок определяются мощностью генератора и пропускной способностью различных частей турбины. Таким образом, электрическая мощность турбоагрегата при полной тепловой нагрузке определяется пропускной способностью ЧВД, а в чисто конденсационном режиме — пропускной способностью ЧНД.

Минимальные электрические нагрузки турбин с двумя отборами пара могут быть определены по выражениям вида:

$$P_{мин} = P_{мин_0} + \gamma^П D_{от}^П + \gamma^T D_{от}^T, \quad (II-21)$$

где  $P_{мин_0}$  — минимальная нагрузка при нулевых отборах,  $D_{от}^П$  и  $D_{от}^T$  — расходы пара в производственный и теплофикационный отборы, а  $\gamma^П$  и  $\gamma^T$  — соответствующие им коэффициенты. В виде примера укажем, что для турбин ВПТ-50  $P_{мин_0} \approx 17,5$  МВт,  $\gamma^П = 0,120 \div 0,125$ , а  $\gamma^T = 0,205 \div 0,210$  МВт · ч/т. Так как теплосодержание пара первого отбора больше, чем второго, то  $\gamma^П < \gamma^T$ .

Аналогично можно найти максимальную электрическую нагрузку как

$$P_{макс} = P_{макс_0} + \xi^П D_{от}^П + \xi^T D_{от}^T. \quad (II-22)$$

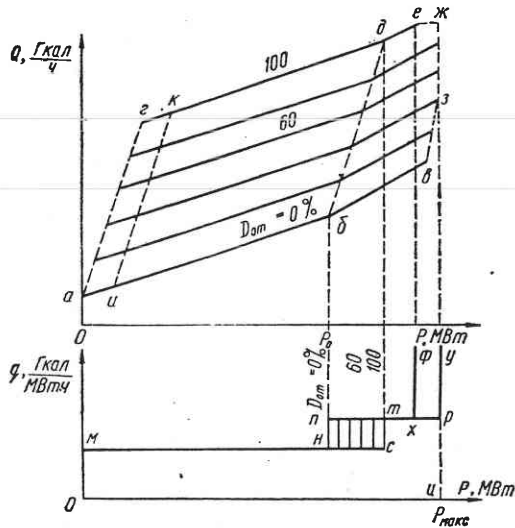
Расходные характеристики и, соответственно, ХОП турбин с отборами пара обычно представляют в виде семейства кривых (или ломаных), соответствующих различным значениям расходов пара в отборы.

Рассмотрим экономические характеристики турбоагрегата с одним отбором пара, представленные на рис. II.19 в виде упрощенной диаграммы режимов. Отрезок  $Oa$  представляет собой условный расход тепла на холостой ход. При работе без отбора пара (в конденсационном режиме) расходная характеристика выражается линией  $ab$ . Излом характеристики в точке  $b$  является следствием открытия перегрузочных клапанов.

При полной тепловой нагрузке расходная характеристика занимает положение  $где$ . При промежуточных значениях расхода пара в отбор расходные характеристики располагаются между линиями  $ab$  и



и где. Отрезок *эж* соответствует ограничению по электрической нагрузке турбоагрегата, а *вз* и *еж* — по пропускной способности ЧНД и ЧВД соответственно. Линия *аг* указывает теоретическую минимальную электрическую нагрузку, определяемую прохождением пара в отбор через ЧВД. Иногда минимальная нагрузка, с учетом необходимости охлаждения ЧНД, повышается и определяется линией *ик*. На участке *еж* возрастание электрической нагрузки возможно лишь за счет снижения расхода в отбор, а на участке *вз* — за счет его увеличения.



11.19. Расходная характеристика и ХОП расхода тепла турбоагрегата с одним отбором пара.

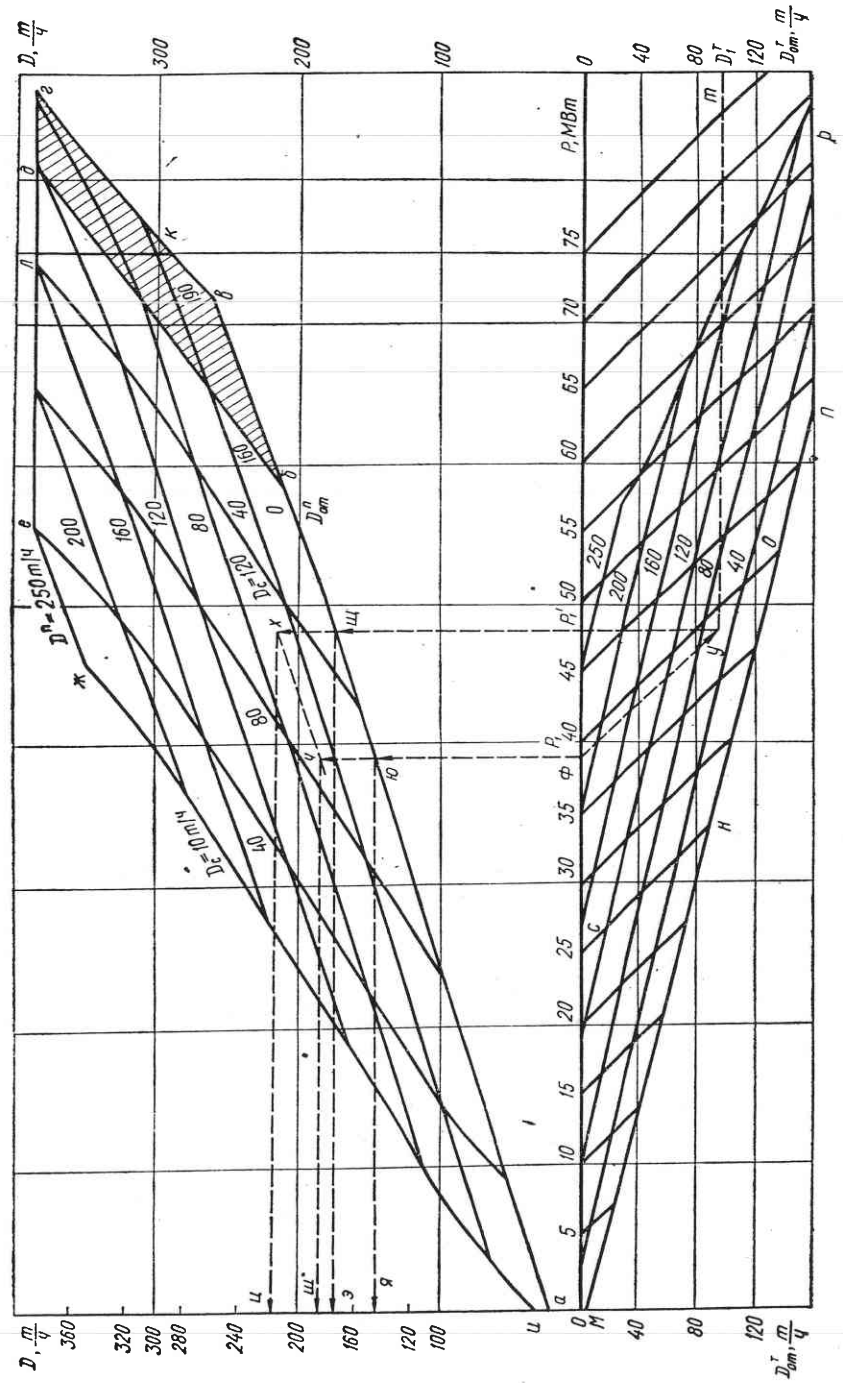
ХОП состоит из двух участков: *мн* (или *мнс*) и *птр* (или *тр*), соответствующих наклонам расходной характеристики на участках *аб* (*эд*) и *бв* (*де*). Значение электрической нагрузки  $P_0$ , при которой изменяется ОПРТ, зависит от тепловой нагрузки  $D_{от}$ . Ограничения по электрической мощности можно представить вертикальной линией *ру*.

При  $D_{от} = 100\%$  вступает в силу ограничение *еж*, и ограничивающая прямая *ру* смещается в положение *хф*. Аналогичное смещение будет иметь место при действии ограничения по пропускной способности ЧНД (отрезок *вз*).

Если по условиям равенства ОПРТ (или в порядке возрастания ОПРТ) нагрузка турбоагрегата при ОПРТ *цр* достигнет предельно допустимой величины  $O_{ц}$ , то дальнейшее превышение ее будет предотвращено возрастанием ОПРТ по линии *ру* до величины, заведомо превосходящей ОПРТ всех других турбоагрегатов.

Вид характеристик определяется способом регулирования турбин. В некоторых случаях вместо четко выраженного излома наблюдается плавное увеличение наклона расходной характеристики, которое соответствующим образом отражается и на ХОП.

На рис. 11.20 показана диаграмма режимов турбоагрегата мощностью 60 МВт с двумя отборами пара (типа ПТ-60-130). По оси абсцисс отложена электрическая нагрузка  $P$ , а по оси ординат — полный расход пара на турбину  $D$ . Линия *авв* — расходная характеристика в конденсационном режиме, *иж* — минимальный расход пара  $D_c$ , выходящего из ЧСД, *же* — ограничение по расходу пара в первый отбор, *дле* — ограничение по пропускной способности ЧВД, *вкз* — ограничение по максимальному количеству пара из ЧСД; иногда вводят также ограничение по максимальной электрической мощности — *кл*. Заштрихованная площадь *бвгд* — зона повышенного давления в

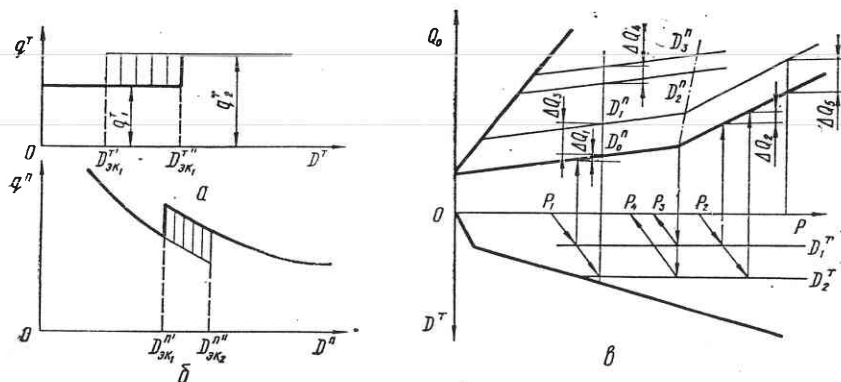


11.20. Диаграмма режимов турбоагрегата ПТ-60-130 с двумя отборами пара.

камере производственного отбора. Верхняя часть диаграммы соответствует работе турбины только с производственным отбором.

В нижней части диаграммы даны линии максимально возможных производственных отборов  $D_{от}^П$  в координатах электрическая нагрузка  $P$  — теплофикационный отбор  $D_{от}^П$  (линия  $mnp$  и параллельные ей). Отрезок  $np$  — ограничение по максимальному теплофикационному отбору.

Проекция отрезка  $cn$  на ось абсцисс определяет снижение электрической нагрузки за счет теплофикационного отбора. Например, если



11.21. Характеристики относительных приростов расхода тепла на пар теплофикационного и производственного отборов.

имеется только производственный отбор при электрической нагрузке  $P_1'$ , то при том же расходе тепла и теплофикационном отборе она снизится до  $P_1$ .

Чтобы найти расход тепла при нагрузке  $P_1 = 39$  МВт и при отборах  $D_{от}^T = 98$  т/ч и  $D_{от}^П = 57$  т/ч, надо отложить  $D_{от}^T$ , провести линию  $tu$  и из точки  $\phi$  провести линию  $fu$ , затем провести вертикаль  $ущ$  до линии, соответствующей производственному отбору, и горизонталь  $хс$ ; найдем полный расход пара  $D = 218$  т/ч. Если бы второй отбор был равен нулю, то полный расход пара был бы равен 188 т/ч (линия  $фши$ ), а при одном теплофикационном отборе  $D = 174$  т/ч (линия  $ущэ$ ). Расход пара при конденсационном режиме, соответствующий нагрузке 39 МВт, равен 148 т/ч (линия  $фюя$ ).

Диаграммы режимов дают возможность построить ХОП. Для турбоагрегатов с двумя отборами пара ОПРТ должны определяться как частные производные расхода тепла (пара) по электрической нагрузке ( $q^э$ ) и по расходу пара в производственный ( $q^П$ ) и теплофикационный ( $q^T$ ) отборы.

Две последние величины определяются в Гкал/т пара или в относительных единицах. ХОП  $q^T$  имеют такой же вид, как и ХОП  $q^э$  для турбин с одним отбором пара, тогда как ХОП  $q^П$  — криволинейны (рис. 11.21). Уменьшение  $q^П$  при возрастании тепловой нагрузки

является следствием снижения теплосодержания пара в камере производственного отбора по мере роста нагрузки, в результате чего увеличивается теплоперепад, используемый в ЧВД.

На рис. 11.21,а показана ХОП  $q^T$ , имеющая две ступеньки. Точки излома, соответствующие экономической нагрузке  $D_{эк}^T$ , смещаются в зависимости от электрической нагрузки. Рис. 11.21,б поясняет вид ХОП  $q^T$ . ОПРТ  $q_1^T$  определяется приращением расхода тепла  $\Delta Q_1$ , соответствующего электрической нагрузке  $P_1$  и расходам пара в отбор  $D_1^T$  и  $D_2^T$ , т. е.  $q_1^T = \frac{\Delta Q_1}{D_2^T - D_1^T}$ ; ОПРТ  $q_2^T$  определяется приращением расхода тепла  $\Delta Q_2$ , соответствующим нагрузке  $P_2$  (при нулевом производственном отборе).

Точка излома характеристики при  $D^П = \text{const}$  смещается в сторону уменьшения  $D^T$  с увеличением нагрузки, что видно из сопоставления  $P_3$  и  $P_4$ . Увеличение производственного отбора смещает точку излома характеристики в сторону увеличения  $D^T$ .

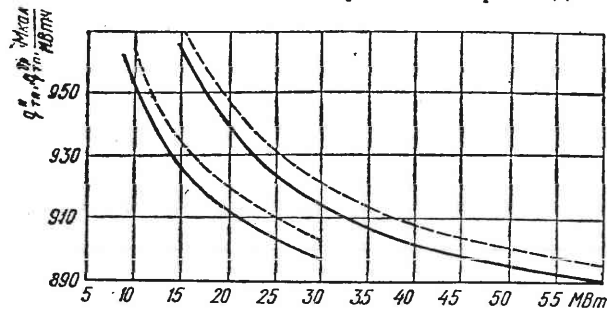
Снижение ОПРТ  $q^П$  при увеличении расхода в производственный отбор (рис. 11.21,б) видно из сопоставления приращений расхода тепла  $\Delta Q_3$  и  $\Delta Q_4$ , соответствующих одинаковым увеличениям расхода  $D_1^П - D_0^П = D_3^П - D_2^П$ . Вертикальные линии (участки характеристик), так же как и на ХОП  $q^T$ , соответствуют различным значениям электрической нагрузки. Возрастание  $q^П$  за точкой излома ХОП видно из сопоставления  $\Delta Q_5$  и  $\Delta Q_6$ .

**Экономические показатели производства электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам.** Для практических расчетов экономических показателей работы турбоагрегатов с отборами пара удобно рассматривать вырабатываемую турбоагрегатом электрическую мощность как сумму двух составляющих, производимых потоками пара, направляющимися в отбор и в конденсатор. Первая составляющая получила название мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении —  $P_{тп}$  (или по теплофикационному циклу  $P_{тф}$ ), вторая — мощности, вырабатываемой по конденсационному циклу  $P_{кц}$ .

Сопоставление показателей обеих составляющих наглядно демонстрирует экономическое преимущество теплофикационного цикла. Приведенные ниже рисунки иллюстрируют основные показатели турбоагрегатов с отборами пара при работе по теплофикационному и конденсационному циклам.

На рис. 11.22 показана зависимость удельного расхода тепла при выработке энергии по теплофикационному циклу от нагрузки для распространенных на городских и промышленных ТЭЦ турбин мощностью 25 и 50 МВт. На рис. 11.23 представлены зависимости мощности, вырабатываемой по теплофикационному циклу, от нагрузки производственного и теплофикационного отборов. Здесь же показана зависимость удельной выработки энергии по теплофикационному циклу от  $Q_{от}$ .  $\omega_{тп}$  представляет собой величину, обратную удельному расходу тепла. Из обоих рисунков видно, что потери тепла при

производстве энергии по теплофикационному циклу очень малы, а при выработке энергии по конденсационному циклу (рис. II.24) удельные расходы тепла близки к удельным расходам конденсационных турбоагрегатов (рис. II.16).



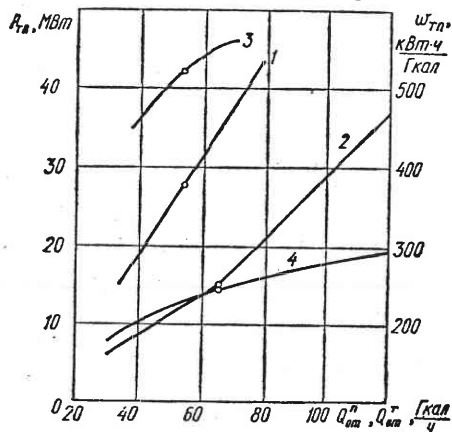
II.22. Удельный расход тепла на производство электроэнергии по теплофикационному циклу для турбоагрегатов 25 и 50 МВт (брутто — сплошные и нетто — пунктирные).

Из рис. II.23 видно также, насколько экономичнее выработка электроэнергии при работе на теплофикационный отбор (по сравнению с работой на производственный отбор).

Вырабатываемую по теплофикационному циклу мощность можно определить по формуле:

$$P_{\text{ТП}} = \frac{1}{860} [\sum D_{\text{от}} (i_0 - i_{\text{от}}) + D_{\text{рег}} (i_0 - i_{\text{рег}}^{\text{ср.в}})] \frac{\eta_{\text{эм}}}{100}, \text{ МВт.} \quad (\text{II-23})$$

Здесь  $D_{\text{от}}$  — расход пара в отбор, т/час,  $i_0$  и  $i_{\text{от}}$  — энтальпия све-



II.23. Полная теплофикационная мощность (1, 2) и удельная выработка энергии (3, 4) при работе по тепловому графику нагрузки с теплофикационным (1, 3) и производственным (2, 4) отбором турбины ВПТ-50-3. 1.  $P_{\text{ТП}} = [0,622Q_{\text{от}}^{\text{T}} + 0,075(Q_{\text{от}}^{\text{T}} - 53,2) - 0,106(Q_{\text{от}}^{\text{T}} - 67,9) - 6,0]$  МВт; 2.  $P_{\text{ТП}} = [0,296Q_{\text{от}}^{\text{П}} + 0,068(Q_{\text{от}}^{\text{П}} - 64,0) - 3,1]$  МВт.

II.24. Удельные расходы тепла на производство мощности брутто по конденсационному циклу при работе турбины ВПТ-50-3: Т — с теплофикационным, П — с производственным отбором, П+Т — с двумя отборами

Брутто		Нетто	
$Q_{\text{КЦ}} = 6,4 + 1,98P_{\text{КЦ}}$	$6,74 + 2,02P_{\text{КЦ}}^{\text{н}}$		
$Q_{\text{КЦ}} = 13,7 + 1,81P_{\text{КЦ}}$	$14,07 + 1,85P_{\text{КЦ}}^{\text{н}}$		
$Q_{\text{КЦ}} = 9,4 + 1,86P_{\text{КЦ}}$	$9,80 + 1,9P_{\text{КЦ}}^{\text{н}}$		

жего пара и пара соответствующего отбора,  $i_{\text{рег}}^{\text{ср.в}}$  и  $D_{\text{рег}}$  — средне-взвешенная энтальпия и расход пара регенеративных отборов.

Для производственных отборов  $i_{\text{рег}}^{\text{ср.в}}$  находится в пределах 735—745 ккал/кг, а для теплофикационных — в пределах 716—721 ккал/кг.

Мощность, вырабатываемая по конденсационному циклу, определяется как разность между полной мощностью турбоагрегата и  $P_{\text{ТП}}$ .

Для облегчения расчетов вырабатываемой мощности и соответствующих расходов тепла для конкретных типов теплофикационных турбин построены диаграммы и выведены аналитические зависимости. Применение таких графических и аналитических зависимостей покажем на примере расчета расхода тепла для турбины типа ВТ-25 с одним теплофикационным отбором пара [21]. Параметры свежего пара 90 ат, 500°С, давление отбора  $p_{\text{от}} = 1,2$  ат, давление в конденсаторе 0,05 ат. Полная нагрузка  $P = 25$  МВт, нагрузка отбора  $Q_{\text{от}}^{\text{T}} = 37,9$  Гкал/ч.

Найденная по диаграмме режимов зависимость вырабатываемой на тепловом потреблении мощности от нагрузки отбора при работе по теплому графику нагрузки (т. е. при минимальном расходе пара в конденсатор) дает возможность найти  $P_{\text{ТП}}$

$$P_{\text{ТП}} = 0,426Q_{\text{от}}^{\text{T}} + 0,021(Q_{\text{от}}^{\text{T}} - 27,4) - 1,66 = 14,7 \text{ МВт.}$$

При работе по электрическому графику нагрузки, т. е. при выработке большей мощности, чем  $P_{\text{ТП}}$ , расход пара через ЧВД увеличивается, в результате чего повышается внутренний относительный к. п. д. отдельных отсеков турбины и повышается энтальпия питательной воды. Это учитывается коэффициентом прироста полной мощности  $k_3 = f(P : P_{\text{ТП}})$ . Для данной турбины  $k_3 = 0,914 + 0,0734 \frac{P}{P_{\text{ТП}}}$ ,

что дает  $k_3 = 0,914 + 0,0734 \cdot \frac{25}{14,7} = 1,039$ .

Тогда фактически развиваемая теплофикационная мощность (вырабатываемая на тепловом потреблении)

$$P_{\text{ТП}}^{\text{э}} = 14,7 \cdot 1,039 = 15,28 \text{ МВт.}$$

Для теплофикационных агрегатов расход электроэнергии на собственные нужды при работе по теплофикационному циклу можно принимать равным 0,4%; тогда мощность нетто, вырабатываемая по теплофикационному циклу,

$$P_{\text{ТП}}^{\text{н}} = P_{\text{ТП}}^{\text{э}} (1 - \varepsilon_{\text{ТП}}^{\text{сн}}) = 15,28 \cdot 0,996 = 15,22 \text{ МВт.}$$

Развиваемая конденсационная мощность определяется как разность полной нагрузки и  $P_{\text{ТП}}^{\text{э}}$ :

$$P_{\text{КЦ}}^{\text{э}} = P - P_{\text{ТП}}^{\text{э}} = 25 - 15,28 = 9,72 \text{ МВт.}$$

Расход электроэнергии на собственные нужды при работе по конденсационному циклу определяется по зависимостям, построенным на основании эксплуатационных данных. При изменении нагрузки от 40 до 100% для турбин ВТ и ВПТ мощностью 25 и 50 МВт эта величина

лежит в пределах 1,7—2,5%. Принимая  $\mathcal{E}_{\text{КЦ}}^{\text{сн}} = 2,4\%$ , найдем мощность турбоагрегата нетто при работе по конденсационному циклу  $P_{\text{КЦ}}^{\text{н}} = P_{\text{КЦ}}(1 - \mathcal{E}_{\text{КЦ}}^{\text{сн}}) = 9,72 \cdot 0,976 = 9,48$  МВт.

Удельные расходы тепла нетто на производство энергии на тепловом потреблении  $q_{\text{ТП}}^{\text{н}}$  и по конденсационному циклу  $q_{\text{КЦ}}^{\text{н}}$  определяются по кривым, построенным по диаграммам режимов. Для рассматриваемого примера  $q_{\text{ТП}}^{\text{н}} = 912$  Мкал/МВт · ч.

Тогда расход тепла на  $P_{\text{ТП}}^{\text{н}}$  будет

$$Q_{\text{ТП}} = P_{\text{ТП}}^{\text{н}} q_{\text{ТП}}^{\text{н}} \cdot 10^{-3} = 15,22 \cdot 912 \cdot 10^{-3} = 13,88 \text{ Гкал/ч.}$$

Зависимость расхода тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу от нагрузки может быть выражена аналитически. Для турбины ВТ-25-4

$$Q_{\text{КЦ}} = 4,3 + 2,409 P_{\text{КЦ}}^{\text{н}} = 4,3 + 2,409 \cdot 9,48 = 27,14 \text{ Гкал/ч.}$$

Полный расход тепла на производство электрической мощности

$$Q = Q_{\text{ТП}} + Q_{\text{КЦ}} = 13,88 + 27,14 = 41,02 \text{ Гкал/ч.}$$

Подобные расчеты для различных сочетаний электрической и тепловой нагрузки дают возможность построить семейство расходных характеристик и ХОП на производство электрической и тепловой энергии.

Турбины типа Т-100-130 номинальной мощностью 100 МВт, предназначенные для работы с теплофикационными отборами пара при давлениях 0,6—2,5 ат и 0,5—2,0 ат и рассчитанные на свежий пар давления 130 ат при температуре 565°С, могут работать в различных режимах подогрева сетевой воды. При этом электрическая нагрузка изменяется в пределах от 40 до 110 МВт, а тепловая от 60 до 160 Гкал/ч.

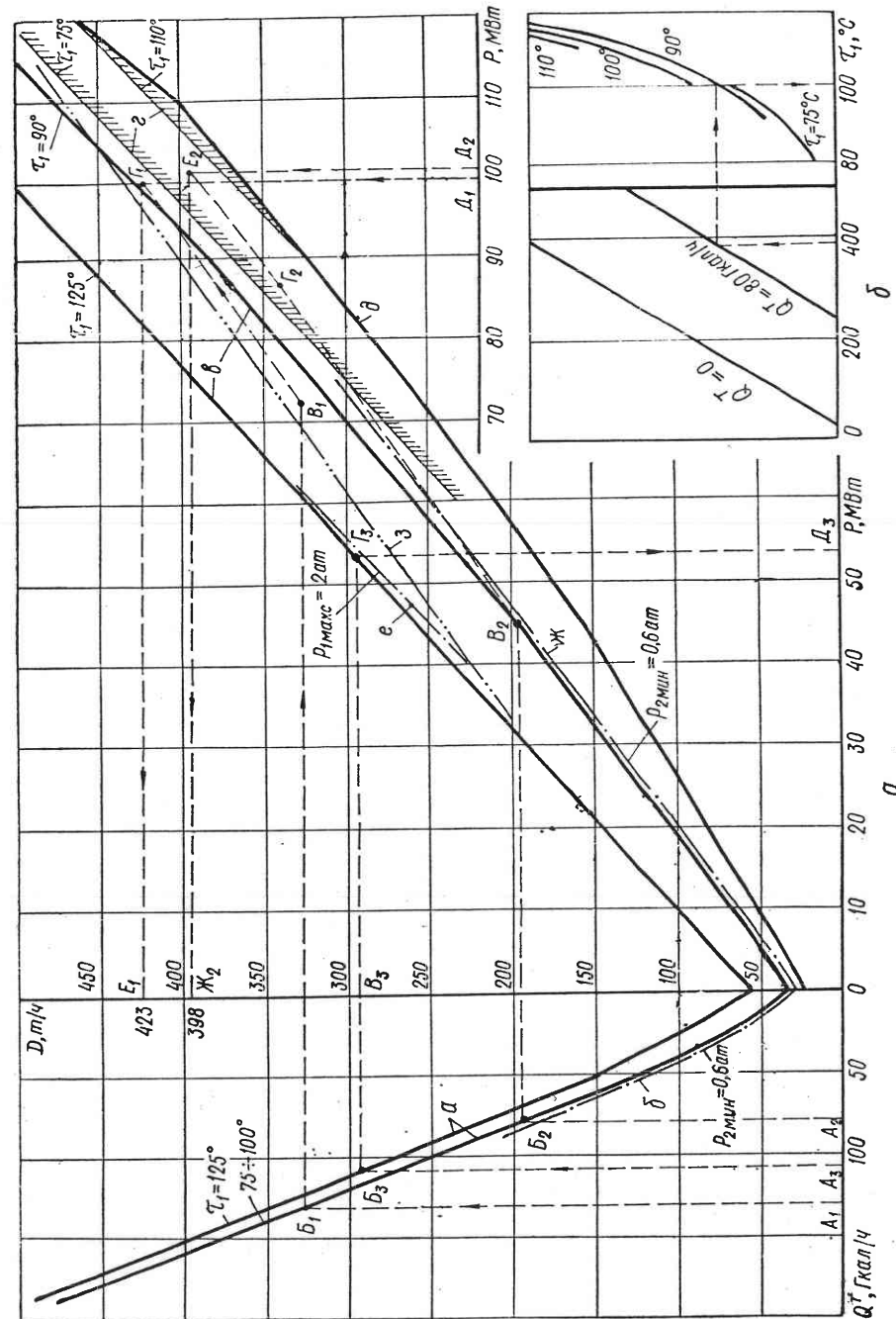
При трехступенчатом подогреве сетевой воды вся выработка электроэнергии осуществляется по теплофикационному циклу, и расход тепла на выработку электроэнергии определяется по выражению  $Q^3 = 1,8 + 0,87P$  Гкал/ч, т. е. ОПРТ равен 0,87 Гкал/МВт · ч, что при  $P = 100$  МВт соответствует к. п. д. выше 0,80. При работе в конденсационном режиме с отключенным регулятором давления

$$Q^3 = 15,7 + 1,968P + 0,258(P - 98) \text{ Гкал/ч.}$$

При этом ОПРТ равны: при  $P \leq 98$  МВт — 1,98 Гкал/МВт · ч, при  $P > 98$  МВт — 2,226 Гкал/МВт · ч. При  $P = 100$  МВт удельный расход тепла  $\delta = 2,13$  Гкал/МВт · ч и к. п. д.  $\eta = 0,40$ .

Диаграммы режимов теплофикационных турбин мощностью 100 и 250 МВт строятся с учетом влияния давления пара отбора или температуры подогретой в бойлерах сетевой воды на расход пара.

На рис. II.25, а приведена упрощенная диаграмма режимов турбины Т-100/120-130-3, рассчитанной на 130 ат, 565°С и имеющей два теплофикационных отбора. В качестве одного из параметров, характеризующих режим работы, выбрана температура воды  $\tau_1$  за вторым (последовательно включенным по сетевой воде) бойлером. Максимальное давление пара в отборе на первый бойлер  $P_{1\text{макс}} = 2$  ат и минимальное давление на второй бойлер  $P_{2\text{мин}} = 0,6$  ат являются ограничивающими параметрами.



II.25. Диаграмма режимов турбоагрегата Т-100/120-130-3 с одним отбором пара.



В левом квадранте диаграммы даны зависимости расхода свежего пара  $D$  от расхода тепла в отбор  $Q^T$  для различных значений  $\tau_1$  при работе по тепловому графику, т. е. при полностью закрытых регулирующих диафрагмах ЧНД (линии  $a$ ). Здесь, как и в правом квадранте, показаны линии только для двух значений  $\tau_1$ . Линия  $b$  — ограничение по минимальному давлению.

В правом квадранте приведены зависимости между расходом свежего пара и вырабатываемой электрической мощностью (линии  $e$ ) для различных  $\tau_1$ .

Линии  $g$  определяют зоны естественного повышения давления в камере отбора на второй бойлер при различных значениях  $\tau_1$ . Линия  $d$  соответствует конденсационному режиму, линия  $e$  определяет ограничение по максимальному, а линия  $ж$  — по минимальному значению давления отбора. В этом же квадранте нанесены вспомогательные расходящиеся прямые (для примера показана одна из них — линия  $з$ ), необходимые для перехода от теплового графика к электрическому.

Порядок пользования диаграммой рассмотрим на примерах [3].

а). Определим расход пара при  $Q^T = 130$  Гкал/ч,  $P = 100$  МВт и  $\tau_1 = 100^\circ\text{C}$ . Из точки  $A_1$  проводим вертикаль до линии  $\tau_1 = 100^\circ\text{C}$ . Из точки  $B_1$  проводим горизонталь до линии  $\tau_1 = 100^\circ\text{C}$  (не показанной на рисунке). Из точки  $B_1$  проводим линию, параллельную ближайшей вспомогательной прямой (линии  $з$ ) до пересечения с вертикалью от точки  $D_1$ . Точка  $G_1$  определяет расход пара 423 т/ч (линия  $G_1E_1$ ).

б). Если задано  $Q^T = 80$  Гкал/ч,  $P = 101$  МВт и  $\tau_1 = 90^\circ\text{C}$ , то аналогично предыдущему находим точки  $A_2$ ,  $B_2$  и  $B_2$ . Линия из точки  $B_2$ , параллельная ближайшей вспомогательной прямой, пересекает в точке  $G_2$  линию, определяющую зону естественного повышения давления при  $\tau_1 = 90^\circ\text{C}$ . Вспомогательные прямые в этой зоне автоматически вносят поправку на повышение давления. Переходя на эту вспомогательную прямую, проводим линию  $G_2E_2$  до пересечения с вертикалью  $D_2E_2$  и находим расход пара 398 т/ч (линия  $E_2Ж_2$ ). Действительная температура при работе в зоне повышенного давления определяется по заводским кривым (рис. II.25, б), где у кривых показаны расчетные, а по оси абсцисс отложены действительные значения температуры  $\tau_1$ .

в). При работе по электрическому графику расход тепла в отбор  $Q^T = 108$  Гкал/ч. Определим вырабатываемую электрическую мощность при  $\tau_1 = 125^\circ\text{C}$ . Проводя линии  $A_3B_3$ ,  $B_3Г_3$  и  $Г_3Д_3$ , находим  $P = 54$  МВт. Точка  $B_3$  определяет расход свежего пара 288 т/ч.

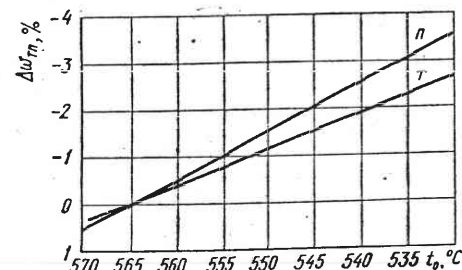
**Поправки к экономическим характеристикам турбоагрегатов с отбором пара.** Поправки на отклонение параметров свежего пара могут быть учтены введением относительной величины дополнительного расхода тепла на производство энергии по конденсационному циклу:

$$\Delta Q_{\text{кц}} = \left( \frac{H_i^{\text{н}} - H_i}{H_i^{\text{н}}} + \frac{i_0 - i_0^{\text{н}}}{i_0^{\text{н}} - i_{\text{п.в}}} \right) 100, \% \quad (\text{II-24})$$

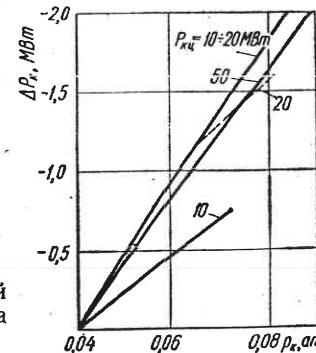
Здесь  $H_i^{\text{н}}$  и  $H_i$  — используемый теплоперепад при номинальных и изменившихся параметрах свежего пара, ккал/кг;  $i_0^{\text{н}}$  и  $i_0$  — соответствующие энтальпии свежего пара, ккал/кг;  $i_{\text{п.в}}$  — средняя, наиболее вероятная для большинства режимов, энтальпия питательной воды, ккал/кг.

Первая дробь в правой части уравнения определяет изменение расхода пара при заданной конденсационной мощности, а вторая — учитывает изменение затрат тепла в котле.

Для примера приведем средние значения поправок для турбины ПТ-130-60. При снижении давления свежего пара на 1 ат расход



II.26. Поправки к удельной теплофикационной мощности на отклонение температуры свежего пара (для турбин ВПТ-50-3).



II.27. Поправки на изменение давления пара в конденсаторе (для турбин ВПТ-50-3).

его увеличивается на 0,076%, при снижении температуры свежего пара на  $10^\circ\text{C}$  — на 0,222%; при изменении давления в конденсаторе на  $\mp 0,01$  ат поправка к вырабатываемой мощности составляет  $\pm 435$  кВт (0,73% от  $P_{\text{ном}}$ ).

На рис. II.26 даны поправки, учитывающие отклонение температуры свежего пара при работе по теплофикационному циклу.

При изменении давления в конденсаторе дополнительный расход тепла

$$\Delta Q_{\text{кц}} = q_{\text{кц}}^{\text{э}} \Delta P_{\text{к}} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/ч.} \quad (\text{II-25})$$

Здесь  $q_{\text{кц}}^{\text{э}}$  — удельный расход тепла на производство энергии по конденсационному циклу, Мкал/МВт · ч (ккал/кВт · ч), соответствующий данному режиму нагрузки и величине отбора;  $\Delta P_{\text{к}}$  — изменение мощности, МВт, являющееся следствием отклонения давления в конденсаторе от номинального. Пример диаграммы, построенной по результатам испытаний для определения  $\Delta P_{\text{к}}$ , приведен на рис. II.27.

Поправки к удельной выработке на тепловом потреблении вносятся по данным, полученным из теплового расчета турбин. Для примера укажем, что для турбины ВПТ-50-3 поправки к удельной выработке ЧВД и ЧСД на отклонение давления в регулируемом отборе соответственно от 13 и 1,2 ат в среднем составляют:

для ЧВД на 1 ат — 9,5 кВт · ч/Гкал;

для ЧСД на 0,1 ат — 6,8 кВт · ч/Гкал (в пределах от 1,2 до 1,7 ат) и — 5,2 кВт · ч/Гкал (в пределах от 1,7 до 2,2 ат).

При отклонении параметров свежего пара от номинальных удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении изменяется (у турбин ПТ на давление 90 и 130 ат): на паре производственного отбора на  $(0,36 \div 0,56) \%/ат$  и  $(0,95 \div 1,10) \%/10^\circ C$ , на паре теплофикационного отбора на  $(0,16 \div 0,26) \%/ат$  и на  $(0,55 \div 0,93) \%/10^\circ C$ .

Поправки к выработке энергии по конденсационному циклу для тех же турбин составляют соответственно  $(0,05 \div 0,06) \%/ат$  и  $(0,23 \div 0,22) \%/10^\circ C$ .

Поправки на изменение электрической мощности при изменении давления в конденсаторе на  $\pm 0,01$  ат составляют  $\mp (0,73 \div 0,92) \%$  от номинальной мощности.

Экономические характеристики паровых турбин изменяются во времени в незначительной степени. При современных методах химического контроля и очистки воды занос лопаток солями почти не наблюдается, из «внутренних» факторов наибольшее влияние на к. п. д. оказывает загрязнение трубок конденсаторов. Это приводит к увеличению *теплового напора* (разности между температурой насыщенного пара в конденсаторе и температурой охлаждающей воды на выходе) и снижению к. п. д. Если при этом увеличивается расход охлаждающей воды, то возрастает расход энергии на собственные нужды и уменьшается к. п. д. брутто (при неизменном к. п. д. нетто).

Основными «внешними» факторами, влияющими на работу турбоагрегата, являются давление и температура свежего пара и температура охлаждающей воды.

**Распределение затрат тепла между электрической и тепловой энергией.** При расчете экономических характеристик турбоагрегатов с отборами пара возникает вопрос о распределении суммарных затрат между тепловой и электрической энергией. Суть вопроса заключается в выборе принципа распределения потерь тепла между двумя видами полезно отданной потребителям энергии.

Наиболее простым решением является отнесение всех потерь тепла в турбине на электрическую энергию исходя из предположения, что производство тепловой энергии (вернее, изменение ее параметров) происходит в турбине без потерь. Если рассматривать одну турбину, то такое решение вполне логично, так как подавляющая доля потерь приходится на конденсатор. Потери на отдачу тепла в окружающую среду и на уплотнения, часть которых можно было бы отнести на преобразование параметров тепловой энергии, пренебрежимо малы.

Таким образом, если в отбор отдается  $Q_{от}$  Гкал/ч, а полный расход свежего пара при нагрузке  $P$  МВт составляет  $Q$  Гкал/ч, то удельный расход тепла на выработанную электроэнергию будет

$$\delta_{\Sigma} = \frac{Q - Q_{от}}{P} = \frac{Q^{\Sigma}}{P}, \quad \frac{\text{Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}. \quad (\text{II-26})$$

Количество тепла, расходуемое на выработку электроэнергии, зависит от того, остается ли точка, характеризующая режим турбины на том же участке расходной характеристики при возрастании  $Q_{от}$  или переходит на следующий (рис. II.19). В первом случае расход тепла на выработку  $P$  не зависит от  $Q_{от}$ , во втором — увеличивается

на  $\Delta qP$ , что следует относить «на счет» тепловой энергии. Поэтому общий вид расходной характеристики устанавливает зависимость между тремя величинами

$$Q = f(P, Q_{от}).$$

Рассматривая станцию в целом, необходимо учесть потери тепла, связанные с выработкой в котлах и передачей потребителям тепловой энергии  $Q_{от}$ .

Если  $Q_{пот}^{отп}$  — потери тепла, связанные с отпуском тепловой энергии, а  $\eta_{т.п}$  — к. п. д. теплового потока, то из котельной надо выдать  $(Q_{отп} + Q_{пот}^{отп}) \frac{100}{\eta_{т.п}}$ . Эта величина составит долю  $\beta$  от тепла, отпущенного котельной (с учетом расхода на собственные нужды котельной  $Q_{к}^{сн}$ , включающего расход тепла на продувку и калориферы и вычитающегося из выработанного тепла  $Q_{к}^{бр}$ ):

$$\beta = \frac{Q_{отп} + Q_{пот}^{отп}}{Q_{к}^{бр} - Q_{к}^{сн}} \cdot \frac{100}{\eta_{т.п}}. \quad (\text{II-27})$$

Тогда расход топлива на производство электроэнергии

$$B_{\Sigma} = B(1 - \beta)\alpha. \quad (\text{II-28})$$

Здесь  $B$  — полный расход топлива (за вычетом расхода на пиковые водогрейные котлы), а коэффициент

$$\alpha = \frac{\mathcal{E}^{отп}}{\mathcal{E}^{отп} + \mathcal{E}_{т.э}^{сн}}, \quad (\text{II-29})$$

где  $\mathcal{E}^{отп}$  — отпущенная потребителям электроэнергия, а  $\mathcal{E}_{т.э}^{сн}$  — суммарный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепловой энергии. Последний включает часть расхода на СН котельной, относимую на отпускаемую тепловую энергию, а также часть расхода электроэнергии на сетевые, конденсатные и подпиточные насосы теплофикационной установки.

Для рассмотренного на с. 55 примера полное потребление тепла турбиной можно принять равным:

$$Q = Q^{\Sigma} + Q^T = 41,02 + 37,9 = 78,92 \text{ Гкал/ч.}$$

Удельный расход тепла на производство электроэнергии (брутто):

$$\delta_{\Sigma}^{бр} = \frac{41,02}{25} = 1,641 \frac{\text{Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

а соответствующий ему к. п. д.:

$$\eta_{\Sigma}^{бр} = \frac{860 \cdot 100}{1641} = 52,5 \%.$$

Доля отпущенного потребителям тепла (от полученного турбиной):

$$\beta' = \frac{Q^T}{Q} = \frac{37,9}{78,92} = 0,48.$$

Если  $Q_{\text{пот}}^{\text{отп}} = 0,015Q^{\text{отп}}$ ,  $Q_{\text{к}}^{\text{сн}} = 0,015Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$  и  $\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}} = 0,04 \mathcal{E}^{\text{отп}}$ ,  $\eta_{\text{т.п}} = 98\%$ , то доля израсходованного котельной топлива, приходящаяся на отпущенную тепловую энергию, по (II-28):

$$\beta'' = \frac{B_{\text{т.э}}}{B} = \frac{B - B_{\mathcal{E}}}{B} = 1 - (1 - \beta)\alpha =$$

$$= 1 - \left[ 1 - \frac{Q^{\text{отп}} \cdot 1,015}{Q_{\text{к}}^{\text{бр}} \cdot 0,985} \cdot \frac{100}{98} \right] \frac{1}{1,04} = 0,039 + \frac{Q^{\text{отп}}}{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}} 1,051.$$

Так как

$$Q_{\text{к}}^{\text{бр}} = Q \frac{100}{\eta_{\text{т.п}}} (1 + q^{\text{сн}}) = 78,92 \frac{100}{98} 1,03 = 82,9,$$

то

$$\beta'' = 0,039 + \frac{37,92}{82,91} 1,051 = 0,52 > \beta'.$$

**Турбоагрегаты с противодавлением.** Режим работы турбоагрегатов с противодавлением полностью определяется тепловой нагрузкой. Электрическая нагрузка является функцией тепловой нагрузки (с учетом влияния параметров пара на входе и на выходе). Расходные характеристики турбин с противодавлением представляют собой кусочно-линейные функции, а ОПРТ — кусочно-ступенчатые функции.

По роли, выполняемой в тепловой схеме ТЭС, турбоагрегаты с противодавлением можно разбить на три группы: турбины, отпускающие тепло потребителям; предвключенные турбины; турбины с ухудшенным вакуумом.

Рассмотрим подробнее характеристики предвключенных турбин (ПТ).

Расход тепла на выработку электроэнергии ПТ определяется по формуле:

$$Q_{\text{п.т}}^{\mathcal{E}} = [D_0 i_0 - D_2 i_2 - D_{\text{от}} i_{\text{от}} - \sum D_{\text{отс}} \cdot i_{\text{отс}}] \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{\text{проч}}, \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}. \quad (\text{II-30})$$

Здесь  $D_0$  и  $i_0$ ,  $D_2$  и  $i_2$ ,  $D_{\text{от}}$  и  $i_{\text{от}}$ ,  $D_{\text{отс}}$  и  $i_{\text{отс}}$  — расход и энтальпия соответственно свежего пара, пара противодавления, пара отбора и пара, подводимого и отводимого от концевых уплотнений и от штоков стопорных и регулирующих клапанов;  $\Delta Q_{\text{проч}}$  — постоянные потери тепла в регенеративных подогревателях, трубопроводах и т. д. Для турбин мощностью 25, 50 и 100 МВт  $\Delta Q_{\text{проч}} = 0,49, 0,61$  и  $1,1$  Гкал/ч соответственно.

Если от котлов среднего давления и через РОУ в коллектор среднего давления поступает  $Q_{\text{к}} = D_{\text{к}} i_{\text{к}} \cdot 10^{-3}$  Гкал/ч, то доля тепла, поступающего от ПТ, составит:

$$\mu = \frac{D_2 i_2}{D_2 i_2 + D_{\text{к}} i_{\text{к}}}. \quad (\text{II-31})$$

Доля расхода тепла на турбоагрегаты среднего давления  $Q_{\text{с}}^{\mathcal{E}}$ , пропорциональная  $\mu$ , и доля выработанной ими электроэнергии  $\mathcal{E}_{\text{с}}$  относятся к агрегатам высокого давления.

Тогда удельный расход тепла брутто на выработку электроэнергии на высоком давлении:

$$q_{\text{п.т}} = \frac{Q_{\text{п.т}}^{\mathcal{E}} + \mu Q_{\text{с}}^{\mathcal{E}}}{\mathcal{E}_{\text{п.т}} + \mu \mathcal{E}_{\text{с}}} \cdot 10^3, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч}. \quad (\text{II-32})$$

Приведем данные для турбины Р-50-130-1, рассчитанной на свежий пар давлением 130 ат и температурой  $565^\circ \text{C}$  и на противодавление 13 ат. Вся вырабатываемая мощность  $P^{\text{T}}$  является теплофикационной.

Удельный расход тепла брутто:

$$q_{\text{т}} = \frac{860}{\eta_{\text{э.м}}} 10^2 + \frac{\Delta Q_{\text{проч}}}{P^{\text{T}}} 10^3, \text{ ккал/кВт} \cdot \text{ч}. \quad (\text{II-33})$$

Расходы тепла и электроэнергии на собственные нужды  $q_{\text{т}}^{\text{сн}} = 0,4\%$ ,  $\mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}} = 0,4\%$ . Тогда удельный расход тепла нетто:

$$q_{\text{т}}^{\text{н}} = q_{\text{т}} \frac{100 + q_{\text{т}}^{\text{сн}}}{100 - \mathcal{E}_{\text{т}}^{\text{сн}}}. \quad (\text{II-34})$$

Расход свежего пара:

$$D_0 = 63 + 6,23P^{\text{T}} + 0,334(P^{\text{T}} - 38) + 2,762(P^{\text{T}} - 52), \text{ т/ч}^1. \quad (\text{II-35})$$

Расход тепла на выработку электроэнергии в зависимости от мощности турбины брутто:

$$Q^{\mathcal{E}} = 1,16 + 0,873P^{\text{T}}, \text{ Гкал/ч}. \quad (\text{II-36})$$

## § II-5. Понятие об экономических характеристиках газотурбинных установок

В настоящее время в энергетике начинают все шире применяться газотурбинные установки (ГТУ). Их значение особенно возрастает с увеличением неравномерности графика нагрузки. Возможность пуска в очень короткое время с небольшими затратами тепла делает ГТУ необходимым элементом энергосистем, не имеющих мощных ГЭС.

Зависимость расхода топлива от нагрузки ГТУ практически линейна. Следовательно, ОПРТ газотурбинных установок можно считать постоянными. Расход тепла на холостой ход значительно выше, чем в паротурбинных установках, и достигает в некоторых случаях 30%, что объясняется расходом мощности на привод компрессоров. К.п. д. газовой турбины резко снижается при уменьшении нагрузки. На рис. II.28 показана зависимость относительного значения к. п. д.  $\eta$  (выраженного в процентах от максимального значения) от относительной нагрузки.

Уравнение расходной характеристики (для одной ГТУ мощностью 25 МВт) может быть записано в виде:

$$Q = Q_{\text{х.х}} + \frac{Q^{\text{T}}}{\eta_{\text{к}} \eta_{\text{т.п}}} + q_{\text{бр}}^{\mathcal{E}} P, \quad (\text{II-37})$$

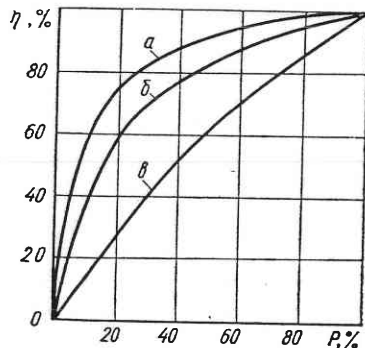
<sup>1</sup> Третий член правой части не учитывается при  $P^{\text{T}} < 38$  МВт, четвертый — при  $P^{\text{T}} < 52$  МВт.

где  $Q_{х.х}$  — условный расход на холостой ход, составляющий при различных температурных условиях 20—25 Гкал/ч;  $Q^T$  — отданное потребителям тепло, Гкал/ч;  $\eta_k = 0,85$  — к. п. д. котельной установки (использующей тепло отработавших газов для подогрева сетевой воды);  $\eta_{т.п} = 0,98$  — к. п. д. теплового потока;  $q_{оп}^3 = 1,592$  — ОПРТ на выработанную электроэнергию, Гкал/МВт · ч.

При  $Q^T = 20$  Гкал/ч уравнение расходной характеристики будет:

$$Q = 22,5 + \frac{20}{0,85 \cdot 0,98} + 1,592P = 46,5 + 1,592P, \text{ Гкал/ч.}$$

Максимальный к. п. д. этой установки лежит в пределах 29—37% в зависимости от тепловой нагрузки.

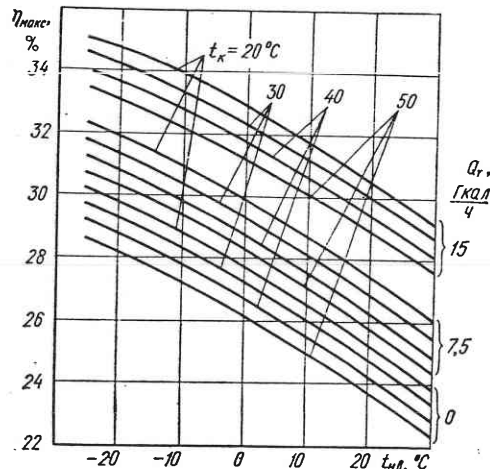


II.28. Зависимость относительной величины к. п. д. ГТУ от нагрузки: а — сложная установка с замкнутым процессом; б — то же, с разомкнутым процессом; в — простейшая установка с разомкнутым процессом.

Абсолютное значение к. п. д. газотурбинных установок в значительной мере зависит от температуры наружного воздуха. При понижении этой температуры увеличивается полезно используемая часть тепла газов, что ясно из  $Ts$ -диаграммы, отображающей термодинамический цикл ГТУ.

На рис. II.29 показана зависимость максимального к. п. д. газотурбинной установки мощностью 25 МВт от температуры наружного воздуха при различных значениях тепловой нагрузки. При изменении температуры наружного воздуха на 20—30° С к. п. д. может измениться на несколько процентов.

Расход электроэнергии на собственные нужды ГТУ составляет 1,5—2%, а удельный расход тепла лежит в пределах 2600—3200 ккал/кВт · ч, что соответствует удельному расходу условного топлива 372—460 г/кВт · ч. Разрабатываемые и находящиеся в стадии испытаний ГТУ мощностью 100 МВт и более имеют значительно лучшие технико-экономические показатели.



II.29. Зависимость максимального к. п. д. ГТУ мощностью 25 МВт от температуры наружного воздуха  $t_{н.в.}$  при различных температурах воздуха перед конденсатором высокого давления  $t_k$  и отдаче тепла потребителям  $Q_T$ .

Первый этап эксплуатации головной газотурбинной установки мощностью 100 МВт на Краснодарской ТЭЦ показал, что при температурах наружного воздуха 5°С и охлаждающей воды 11,6°С к. п. д. ГТУ при электрической нагрузке 101,5 МВт составил 28,1% ( $\delta = 437$  г/кВт · ч), а при отдаче 30 Гкал/ч тепла, снятого в теплофикационных секциях воздухоохладителя, — 31,1% ( $\delta = 395$  г/кВт · ч).

В последнее время начата разработка и внедрение парогазовых установок (ПГУ), представляющих собою сочетание паровых и газовых установок, преимущественно — серийно-выпускаемых типов. Экономические характеристики ПГУ могут быть построены на основе использования характеристик их компонентов (паровых котлов, паровых и газовых турбин и пр.).

## § II-6. Экономические характеристики энергетических блоков и тепловых электрических станций

Экономические характеристики энергоблоков носят черты характеристик обоих видов их основного оборудования — котлов и турбин. Они имеют точки излома, свойственные характеристикам турбоагрегатов, и кривизну, свойственную характеристикам котлоагрегатов.

Расходные характеристики энергоблоков представляют собой зависимости расхода топлива в т. у. т./ч от нагрузки блока в МВт. Удельные расходы и относительные приросты расхода топлива выражаются в т. у. т./МВт · ч, или, что все равно, в кг. у. т./кВт · ч. Однако в практике эксплуатации ТЭС и энергосистем принято исчислять удельные расходы топлива в граммах условного топлива на кВт · ч (г. у. т./кВт · ч).

Персонал ТЭС и энергосистем должен систематически работать над снижением удельных расходов хотя бы на 1—2 г/кВт · ч, поэтому применение этой размерности в условиях эксплуатации удобно и целесообразно.

Большое внимание этому вопросу должно быть уделено в десятой пятилетке, так как «Основными направлениями развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», принятыми XXV съездом КПСС, предусмотрено снижение удельных расходов до 325—328 г/кВт · ч (против 340—342 г/кВт · ч в 1970 году).

ОПРТ энергоблока можно определить следующим образом:

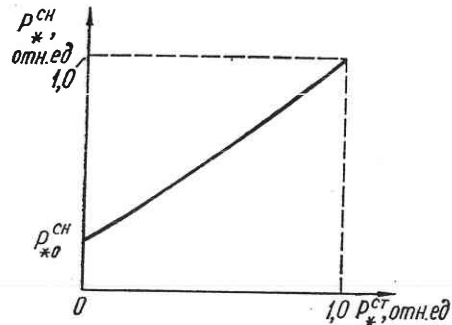
$$\varepsilon = \frac{dB}{dP} = \frac{dB}{dQ} \cdot \frac{dQ}{dP} = bq \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}. \quad (\text{II-38})$$

Следовательно, ОПРТ энергоблока представляет собой произведение ОПРТ котлов  $b$  на ОПРТ турбины  $q$ . Если, например,  $b = 0,184$  т. у. т./Гкал, а  $q = 1,91$  Гкал/МВт · ч, то  $\varepsilon = 0,184 \cdot 1,91 = 0,36$  т. у. т./МВт · ч. Если использовать ОПРТ котла и турбины нетто, то получим ОПРТ энергоблока нетто  $\varepsilon^n = b^n q^n$ , т. е. это будет ОПРТ на отпущенную блоком энергию. Если использовать ОПРТ брутто, то для пересчета на отпущенную энергию нужно учесть расход энергии на собственные нужды.



Рассмотрим способ учета расхода энергии на собственные нужды (СН). Выразим мощность, потребляемую всеми механизмами СН при номинальной нагрузке,  $P_{\text{ном}}^{\text{СН}}$  в долях номинальной нагрузки станции  $P_{\text{ном}}^{\text{СТ}}$ , т. е.  $P_{\text{ном}*}^{\text{СН}} = P_{\text{ном}}^{\text{СН}} : P_{\text{ном}}^{\text{СТ}}$ , а действительную потребляемую мощность  $P^{\text{СН}}$  при нагрузке  $P_*^{\text{СТ}} = P^{\text{СТ}} : P_{\text{ном}}^{\text{СТ}}$  выразим в долях  $P_{\text{ном}*}^{\text{СН}}$ , т. е.

$$P_*^{\text{СН}} = P^{\text{СН}} : P_{\text{ном}*}^{\text{СН}} \quad (\text{II-39})$$



II.30. Приближенная зависимость расхода энергии на собственные нужды от нагрузки (в относительных единицах).

Тогда относительный прирост расхода мощности на собственные нужды:

$$\begin{aligned} \rho &= \frac{dP^{\text{СН}}}{dP^{\text{СТ}}} = \\ &= \frac{d\left(\frac{P^{\text{СН}}}{P_{\text{ном}}^{\text{СН}}} \cdot \frac{P_{\text{ном}}^{\text{СН}}}{P_{\text{ном}}^{\text{СТ}}}\right)}{d\left(\frac{P^{\text{СТ}}}{P_{\text{ном}}^{\text{СТ}}}\right)} = \\ &= P_{\text{ном}*}^{\text{СН}} \frac{dP_*^{\text{СН}}}{dP_*^{\text{СТ}}} \quad (\text{II-40}) \end{aligned}$$

Зависимость относительного расхода энергии на СН от относительной нагрузки станции можно приближенно выразить линейным уравнением

$$P_*^{\text{СН}} = P_{*0}^{\text{СН}} + (1 - P_{*0}^{\text{СН}}) P_*^{\text{СТ}}, \quad (\text{II-41})$$

график которого показан на рис. II.30. При  $P_*^{\text{СТ}} = 0$ ,  $P_*^{\text{СН}} = P_{*0}^{\text{СН}}$  это условный расход энергии на агрегаты СН при нагрузке станции, равной нулю. При  $P_*^{\text{СТ}} = 1$ , соответственно,  $P_*^{\text{СН}} = 1$ .

В общем виде

$$\rho = P_{\text{ном}*}^{\text{СН}} \frac{d}{dP_*^{\text{СТ}}} [P_{*0}^{\text{СН}} + (1 - P_{*0}^{\text{СН}}) P_*^{\text{СТ}}] = (1 - P_{*0}^{\text{СН}}) P_{\text{ном}*}^{\text{СН}}. \quad (\text{II-42})$$

Значение  $P_{*0}^{\text{СН}}$  лежит в пределах 0,2—0,4.

Расход энергии на СН блочных ГРЭС составляет 6—8%, а ТЭЦ — 6—9%<sup>1</sup>. Таким образом, характерные значения ОПР электроэнергии на СН ТЭС 0,04—0,08.

Если при нагрузке станции брутто  $P_{\text{бр}}^{\text{СТ}}$  расход топлива составляет  $B$ , а потребляемая механизмами СН мощность равна  $P^{\text{СН}}$ , то ОПРТ

брутто составит  $\epsilon_{\text{бр}} = \frac{dB}{dP_{\text{бр}}^{\text{СТ}}}$ , а ОПРТ нетто (на отпущенную энергию):

$$\begin{aligned} \epsilon_{\text{н}} &= \frac{dB}{dP_{\text{н}}^{\text{СТ}}} = \frac{dB}{d(P_{\text{бр}}^{\text{СТ}} - P^{\text{СН}})} = \\ &= \frac{dB}{dP_{\text{бр}}^{\text{СТ}}} \frac{dP_{\text{бр}}^{\text{СТ}}}{d(P_{\text{бр}}^{\text{СТ}} - P^{\text{СН}})} = \frac{\epsilon_{\text{бр}}}{d(P_{\text{бр}}^{\text{СТ}} - P^{\text{СН}})} = \frac{\epsilon_{\text{бр}}}{1 - \rho}. \quad (\text{II-43}) \end{aligned}$$

Для упрощения расчетов часто принимают  $\rho = \text{const}$  и учитывают расходы на СН постоянным коэффициентом:

$$\epsilon_{\text{н}} = \epsilon_{\text{бр}} \frac{1}{1 - \rho} \approx \epsilon_{\text{бр}} k^{\text{СН}}. \quad (\text{II-44})$$

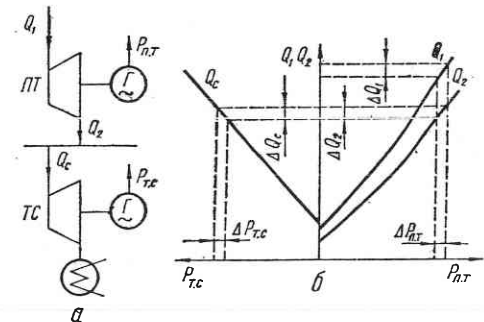
Если механизмы СН турбоагрегата потребляют электроэнергию и тепло, причем относительные значения составляют соответственно  $q_{\text{Э}}^{\text{СН}}$  и  $q_{\text{Т}}^{\text{СН}}$ , то расчет ОПРТ нетто по ОПРТ брутто производится по формуле:

$$q_{\text{н}} = q_{\text{бр}} \frac{1 + q_{\text{Т}}^{\text{СН}}}{1 - q_{\text{Э}}^{\text{СН}}}. \quad (\text{II-45})$$

Очевидно, что более точные значения общестанционного ОПРТ получаются при использовании экономических характеристик отдельных агрегатов нетто, а не при общем учете расхода на СН. Это особенно важно при выборе наиболее выгодного состава работающего оборудования.

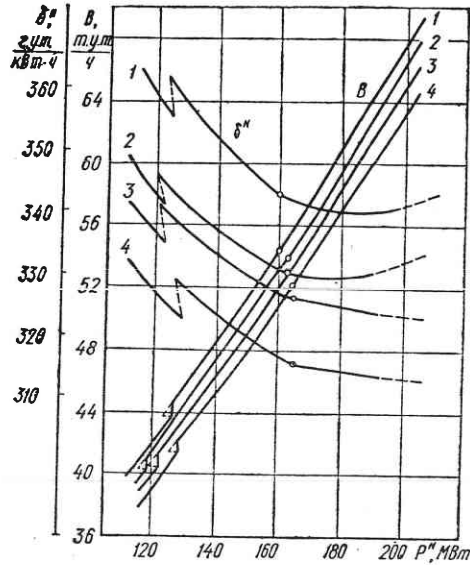
Если на ТЭС с поперечными связями имеются группы различного давления, то соответствующие участки паропроводов разных давлений связываются предвключенными турбинами или редуционно-охлажденными установками (РОУ).

Предвключенные турбины можно характеризовать зависимостями поступающего (свежего)  $Q_1$  и отработавшего  $Q_2$  тепла от нагрузки  $P_{\text{п.т}}$ . Совокупность предвключенной турбины и питающихся от нее паром турбин среднего давления ТС (рис. II.31, а) можно рассматривать как один блок. Если известны ОПРТ турбин среднего давления  $q_{\text{с}}$  и ОПРТ предвключенной турбины по свежему  $q_1$  и отработавшему  $q_2$  пару, то общий ОПРТ блока можно найти так. Увеличим нагрузку ТС на величину  $\Delta P_{\text{т.с}}$  (рис. II.31, б). Это вызовет приращение расхода тепла  $\Delta Q_{\text{с}}$ . На такую же величину должен возрасти расход тепла в отработавшем паре  $Q_2$ , что вызовет увеличение мощности предвключенной турбины на  $\Delta P_{\text{п.т}}$ . Этому будет соответствовать увеличение расхода тепла в свежем паре на  $\Delta Q_1$ . Следовательно, ОПРТ блока можно



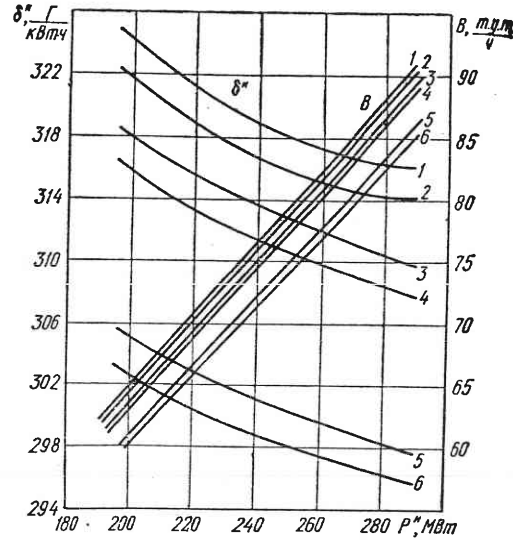
II.31. Схема (а) и расходные характеристики (б) ТЭЦ с предвключенной турбиной.

<sup>1</sup> Эти величины зависят от вида топлива и типа привода питательных насосов.



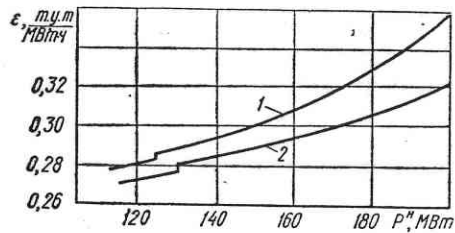
II.32. Расходная характеристика и характеристика удельных расходов топлива на опущенную электроэнергию (нетто) блока 200 МВт:

1— котел ТП-100, АШ; 2— котел ПК-33, Челябинский бурый уголь; 3— котел ПК-47, мазут; 4— котел ТП-100, природный газ.



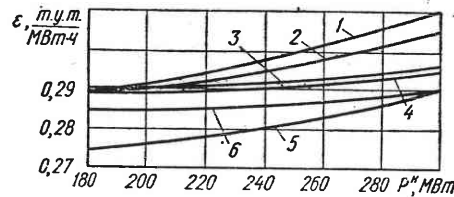
II.34. Расходная характеристика и характеристика удельных расходов топлива на опущенную электроэнергию блоков 300 МВт:

1, 2— топливо АШ; 3, 4— бурый уголь; 5, 6— газ; 1, 3, 5— турбоагрегат ЛМЗ; 2, 4, 6— ХТГЗ.



II.33. Характеристика относительных приростов расхода топлива (нетто) блоков 200 МВт с котлами ТП-100:

1— АШ, 2— природный газ.



II.35. Характеристика относительных приростов расхода топлива (нетто) блоков 300 МВт. Обозначения те же, что на рис. II.34.

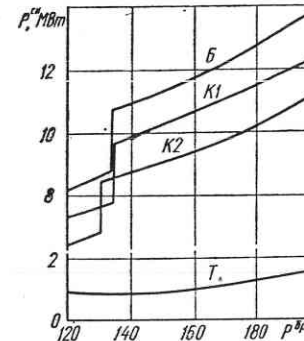
найти как отношение  $\Delta Q_1$  к суммарному приращению электрической мощности. Так как

$$\Delta P_{п.т} = \frac{\Delta Q_2}{q_2} = \frac{\Delta Q_1}{q_1}, \text{ то}$$

$$\Delta P_{п.т} + \Delta P_{т.с} = \frac{\Delta Q_2}{q_2} + \frac{\Delta Q_c}{q_c} = \Delta Q_2 \frac{q_2 + q_c}{q_2 \cdot q_c} = \frac{\Delta Q_1}{q_1} \cdot \frac{q_2 + q_c}{q_c}, \quad (\text{II.46})$$

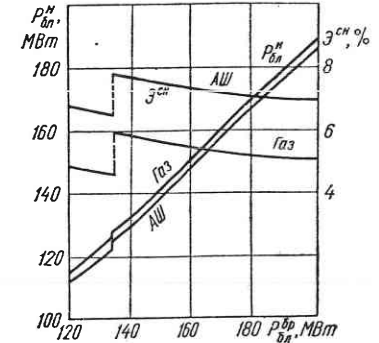
откуда

$$q_6 = \frac{\Delta Q_1}{\Delta P_{п.т} + \Delta P_{т.с}} = \frac{q_1 q_c}{q_2 + q_c}. \quad (\text{II.47})$$



II.36. Зависимость нагрузки собственных нужд от нагрузки блока 200 МВт:

Б и К1 — всего по блоку и по котлу ТП-100 при работе на АШ; К2 — по котлу ПК-33 — при работе на Челябинском буром угле; Т — по турбине.



II.37. Зависимость мощности нетто и относительного расхода электроэнергии на собственные нужды от нагрузки блоков 200 МВт с котлами ТП-100.

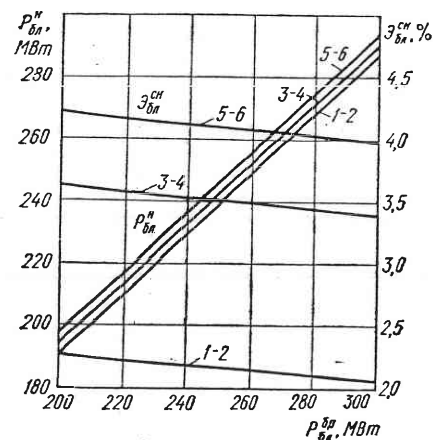
**Пример.** Для одной из предвключенных турбин мощностью 25 МВт расходные характеристики  $Q_1 = 48,0 + 7,6P_{п.т}$  и  $Q_2 = 47,0 + 6,7P_{п.т}$  Гкал/ч. Тогда  $q_1 = 7,6$  и  $q_2 = 6,7$  Гкал/МВт · ч, т. е. ОПРТ на производство электрической энергии составляет 0,9 Гкал/МВт · ч. Если ОПРТ турбин среднего давления  $q_6 = 2,8$  Гкал/МВт · ч ( $\eta_{т.с} = 0,307$ ), то ОПРТ блока  $\epsilon_6 = \frac{2,8 \cdot 7,6}{2,8 + 6,7} = 2,23$  Гкал/МВт · ч, что иллюстрирует повышение экономичности (по сравнению с  $q_c$ ) за счет увеличения нагрузки турбины с противодавлением.

Потери в РОУ практически постоянны и определяются отдачей тепла в окружающую среду. Так как снижение потенциальной энергии при дросселировании компенсируется повышением температуры пара, то процесс этот почти адиабатический и ОПРТ РОУ можно принимать равным единице. Заметим, что при питании паропровода низшего давления через РОУ ОПРТ, отнесенные к паропроводам высшего и низшего давления, были бы всегда равны только при отсутствии ограничений расхода пара через РОУ.

Общестанционная ХОП ТЭЦ существенно зависит от суммарных расходов пара на тепловые нагрузки. Перераспределение расходов пара в отборы между турбинами слабо отражается на ХОП станции. Это дает возможность при приближенных расчетах не связывать между

собой задачи распределения электрической нагрузки между электростанциями и распределение тепловых нагрузок между турбоагрегатами в пределах каждой ТЭЦ.

Экономические характеристики блоков мощностью 200 и 300 МВт приведены на следующих рисунках. На рис. II.32 даны зависимости полного и удельного расходов топлива от нагрузки нетто блоков из турбин К-200-130 с котлами трех типов, работающими на различных видах топлива. Разрывы характеристик, соответствующие нагрузкам 120—130 МВт, объясняются пуском питательного электронасоса, вызывающего снижение отдаваемой в сеть мощности (смещение влево



II.38. Зависимость мощности нетто и расхода электроэнергии на собственные нужды блоков 300 МВт — (обозначения см. рис. II.34).

пределается на две части  $\mathcal{E}_3^{\text{ст}}$  и  $\mathcal{E}_T^{\text{ст}}$ , относящиеся соответственно к производству электрической и тепловой энергии.

К  $\mathcal{E}_T^{\text{ст}}$  относится весь расход на теплофикационные установки, включая расход на сетевые, конденсатные и другие насосы бойлеров и преобразовательных установок и на механизмы пиковых водогрейных котлов, а также доля расхода электроэнергии, связанная с производством тепла в котельной и определяющаяся коэффициентом  $\beta$  (II-27). Составляющая  $\mathcal{E}_3^{\text{ст}}$  определяется как разность:

$$\mathcal{E}_3^{\text{ст}} = \mathcal{E}^{\text{ст}} - \mathcal{E}_T^{\text{ст}}.$$

В настоящее время на новых электростанциях все более широко используются блоки мощностью 500 и 800 МВт. Экономические показатели их существенно лучше, чем показатели блоков меньшей мощности. Приведем некоторые данные, заимствованные из опубликованных в периодической литературе материалов.

К. п. д. конденсационного турбоагрегата мощностью 500 МВт (типа К-500-240-2) составляет 46,2%, что соответствует расходу тепла 1860 ккал/кВт · ч.

Длительность пуска агрегата из холодного состояния 5 ÷ 5,5 часов, из горячего — 0,5 ÷ 1,5 часа.

К. п. д. котла первого блока мощностью 800 МВт (двухвального) при работе на АШ составлял около 92%. Зависимость расхода тепла на турбину от ее нагрузки характеризуется следующими данными: при  $P = 100\%$   $Q = 1817$ ; при  $P = 80\%$   $Q = 1840$ ; при  $P = 70\%$   $Q = 1832$  ккал/кВт · ч.

Расход на собственные нужды блока (при работе на АШ): 4,2% при  $P = 100\%$ ; 4,6% при  $P = 70\%$ .

Одновальный блок мощностью 800 МВт имеет удельный расход топлива нетто 322 г/кВт · ч, что соответствует расходу тепла 2254 ккал/кВт · ч и к. п. д. 38,3%.

Расход электроэнергии на собственные нужды при работе на мазуте составляет всего 1,86%.

Разработанный и изготовляющийся для Костромской ГРЭС головной блок мощностью 1200 МВт с газомазутными котлоагрегатами производительностью 3950 т/ч будет иметь к. п. д. брутто 47,7% ( $\eta_k^{\text{бр}} = 94,7\%$ , расход тепла на турбину — 1827 ккал/кВт · ч). Расход натурального мазута — 273 т/ч.

## § II-7. Понятие об экономических характеристиках атомных электростанций

Режим работы АЭС в энергосистемах определяется экономическими и техническими соображениями, а также соображениями, касающимися расходования или восстановления ядерного горючего.

Технические соображения (в еще большей, чем для ТЭС, степени) диктуют целесообразность работы АЭС при мало и медленно изменяющейся нагрузке.

Экономические соображения, касающиеся наивыгоднейшего распределения нагрузки между электростанциями, говорят о необходимости минимизации суммарных по энергосистеме затрат на производство всех видов поставляемой потребителям энергии.

Структура себестоимости вырабатываемой АЭС энергии существенно отличается от структуры себестоимости электроэнергии ТЭС. Если для последних топливная составляющая себестоимости может лежать в пределах 60—70%, а ее условно постоянная составляющая не превышает 40—30%, то для АЭС условно постоянная составляющая лежит в пределах 70—80% и может достигать 100% в случае воспроизводства ядерного горючего, когда надо учитывать лишь затраты на приобретение его первого запаса.

Очевидно, что в этом случае условия экономичности распределения нагрузки отпадают, и режим эксплуатации АЭС определяется техническими ограничениями и соображениями, связанными с поддержанием режима восстановления ядерного горючего.

Расход ядерного горючего определяется количеством тепла, затрачиваемого на выработку электроэнергии. При делении всех ядер атомов одного килограмма урана выделяется  $Q_{я.г} = 19 \cdot 10^8$  Гкал.

тепла. Около 15% горючего превращается в неделящиеся изотопы (например,  $U^{236}$ ), а полезно используется около 85% горючего.

Если годовая убыль ядерного горючего составляет  $\Delta B$  кг/год, то годовое выделение тепла составит:

$$Q_{\text{год}} = 19 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \Delta B = 16,15 \cdot 10^3 \Delta B \text{ Гкал/год.}$$

Количество выделяемого тепла часто выражают в МВт · сут; имея в виду, что 1 МВт · сут = 20,64 Гкал.

Тогда

$$Q_{\text{год}} = \frac{16,15}{20,64} 10^3 \Delta B \approx 785 \Delta B \frac{\text{МВт} \cdot \text{сут}}{\text{год}}.$$

Полнота использования ядерного горючего в реакторе характеризуется отношением убыли ядерного горючего к полному количеству его  $B_{\text{год}}$ , проходящему через реактор за год при перегрузках,  $a = \frac{\Delta B}{B_{\text{год}}}$ .

Характерным показателем является глубина выгорания  $K = 785 a$ , представляющая собою количество тепла в МВт · сут, выделяющееся единицей прошедшего через реактор ядерного горючего.

Тогда

$$Q_{\text{год}} = 785 a B_{\text{год}} = K \cdot B_{\text{год}}, \text{ МВт} \cdot \text{сут.}$$

Обозначив  $P^T$  тепловую мощность реактора в МВт, а  $T$  — число часов использования ее, найдем, что годовой расход ядерного горючего должен составить:

$$B_{\text{год}} = \frac{P^T \cdot T}{24K} \text{ кг/год.}$$

Для конденсационной станции расход ядерного горючего может быть выражен через электрическую мощность  $P^{\text{эл}}$  и к. п. д. станции  $\eta^{\text{ст}}$ :

$$B_{\text{год}} = \frac{P^{\text{эл}} T}{24K \eta^{\text{ст}}} \text{ кг/год.}$$

Удельный расход ядерного горючего составит:

$$\delta = \frac{1}{24K \eta^{\text{ст}}} \frac{\text{кг}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расходную характеристику и ХОП АЭС можно рассчитать на основании технологической схемы станции, считая ОПРТ ядерной части постоянным (и расходную характеристику линейной) и учитывая экономические показатели теплоэнергетической части обычными способами.

Расход энергии на собственные нужды АЭС (в основном насосы) лежит в пределах 3,9—4,4%, достигая в первый период работы 7—8%.

Если АЭС вырабатывает и тепловую энергию, то на долю теплового потребления относится все тепло, полезно отпущенное потребителям,  $Q^T$  и потери в преобразователях, теплообменниках и др., которые учитываются к. п. д.  $\eta_{\text{т.п}}$ . Тогда, если  $Q_0$  — общий расход тепла, Гкал/ч,

то к. п. д. при производстве электрической мощности  $P$ , МВт, будет:

$$\eta_{\text{эл.АТЭЦ}} = \frac{860 \cdot P}{Q_0 - \frac{Q^T}{\eta_{\text{т.п}}}} 10^{-3}, \text{ отн. ед.} \quad (\text{II-48})$$

Соображения, касающиеся режима использования ядерного горючего, диктуют работу реакторов на быстрых нейтронах в базисе графика нагрузки; АЭС с тепловыми реакторами может оказаться целесообразным эксплуатировать и при нагрузке, изменяющейся в небольших технически допустимых пределах.

### § II-8. Зависимость перерасхода топлива от погрешности в определении ОПРТ

При решении любых задач оптимального управления необходимо иметь в виду, что степень приближения режима к теоретически оптимальному определяется:

- точностью исходных данных (зависящей от погрешностей датчиков);
- методическими погрешностями расчета экономических показателей;
- методическими погрешностями расчета оптимального режима<sup>1</sup>;
- ошибками вычислительных устройств (так называемыми аппаратными погрешностями);
- возможностью точной реализации результатов расчета, определяющейся погрешностями устройств автоматического управления или погрешностями измерительных приборов и считывания их показаний (при ручном управлении).

Выше обращалось внимание на важность получения достоверной исходной информации, необходимой для решения оптимизационных задач. Действительно, погрешности исходных данных оказывают основное влияние на отклонение режима энергетических агрегатов от оптимального.

При использовании принципа равенства относительных приростов топлива исходными данными являются ОПРТ агрегатов (или станций). При применении методов математического программирования (гл. VIII и IX) требуется использование расходных характеристик.

В первом случае суммарная погрешность по а) и б) приводит к тому, что вместо истинных (теоретических, а практически не поддающихся измерению) величин ОПРТ  $b_i$  в расчет вводятся величины  $b_i + \delta b_i$ , где  $\delta b_i$  — абсолютная погрешность, или  $b_i (1 + \delta b_{i*})$ , где  $\delta b_{i*}$  — относительная погрешность. Рассчитанный таким образом режим отличается от оптимального (теоретического), результатом чего является некоторый суммарный перерасход топлива  $\Delta B$ . Это можно пояснить следующим примером (рис. II.39).

Имеем теоретические или построенные по результатам испытаний ХОП  $b_1$  и  $b_2$  двух котлоагрегатов. После некоторого периода эксплу-

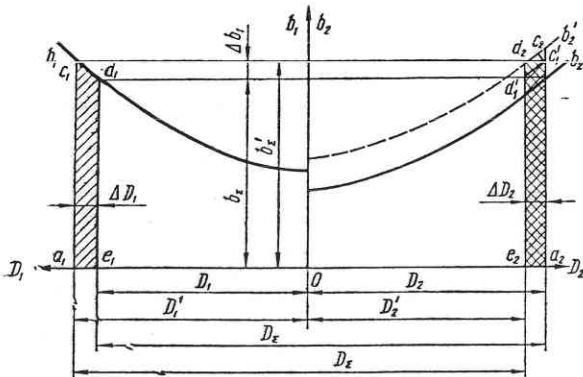
<sup>1</sup> Эти погрешности определяются допущениями, положенными в основу методов расчета.



атации по ряду причин, например под влиянием заноса теплопередающих поверхностей, действительные значения ОПРТ агрегата 2 будут отличаться от расчетных и определяться кривой  $b'_2$ .

Используя расчетные зависимости, находим нагрузки котлоагрегатов  $D_1$  и  $D_2$ , соответствующие суммарной нагрузке  $D_\Sigma$ . Если бы расчет производился с учетом действительных значений ОПРТ, определяемых по  $b'_2$ , то нагрузки агрегатов были бы равны  $D'_1$  и  $D'_2$ .

Несмотря на то, что расчет производился по ХОП  $b_2$ , фактический расход топлива определяется кривой  $b'_2$ . Поэтому при нагрузке  $D_2$



И.39. Графическая интерпретация появления перерасхода топлива при использовании неточной характеристики относительных приростов.

ки  $b_2$  пропорционален площади  $c'_1c_2d'_1$ . Положения точек  $c'_1$  и  $d'_1$  ясны из построения.

Из рис. И.39 видно, что агрегаты фактически работают при ОПРТ  $b'_\Sigma$ , соответствующем характеристике  $b_2$ , а не при ОПРТ  $b_\Sigma$ , соответствующем расчетной (неточной) характеристике.

Определение зависимостей перерасхода топлива  $\Delta B$  от  $\delta b_i$  или от погрешности расходных характеристик  $\delta B$  имеет большое значение для оценки допустимости упрощений при расчете экономических характеристик и целесообразности осуществления тех или иных затрат с целью уменьшения погрешностей. Для приближенного определения суммарного перерасхода топлива из-за погрешностей определения экономических характеристик или оптимальных нагрузок агрегатов можно использовать, по меньшей мере, два способа. Первый способ заключается в аналитическом решении задачи на основе представления расходных характеристик агрегатов в идеализированном виде. Второй способ — анализ интересующих нас соотношений с моделированием реальных установок и использованием метода статистических испытаний (метода Монте-Карло).

Метод идеализированных характеристик заключается в замене действительных расходных характеристик алгебраическими выражениями, дающими возможность без затруднений вычислять оптимальные нагрузки параллельно работающих агрегатов.

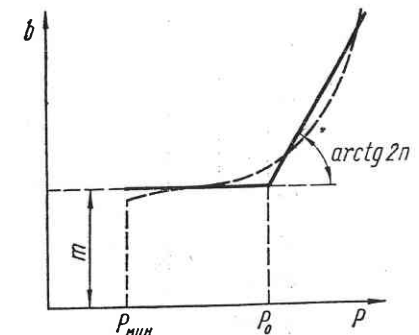
Представим расходную характеристику блока в виде квадратичного трехчлена

$$B = B_{\min} + m(P - P_{\min}) + n(P - P_0)^2, \quad (\text{И-49})$$

где  $B_{\min}$  — расход топлива (т. у. т./ч) при минимальной нагрузке  $P_{\min}$  (МВт),  $P_0$  — точка излома идеализированной характеристики (рис. И.40), а  $m$  (т. у. т./МВт · ч) и  $n$  (т. у. т./МВт<sup>2</sup> · ч) — параметры уравнения.

Соотношение параметров  $m$  и  $n$  определяет степень отклонения расходной характеристики от линейной зависимости. При большом значении  $m : n = k$  (соответствующем данной мощности системы, так как  $k$  имеет размерность МВт) расходная характеристика близка к прямой. Это характерно для мощных современных агрегатов. При малых значениях  $k$  расходная характеристика имеет большую кривизну, что характерно для устаревшего оборудования сравнительно небольшой мощности.

Чтобы упростить определение зависимостей  $\Delta B = f(\delta b)$  и с наибольшей наглядностью выяснить влияние на них отдельных параметров, представим систему в виде двух параллельно работающих агрегатов: 1-го, характеристики которого определяются с той или иной погрешностью, и 2-го, представляющего в обобщенном виде все остальные агрегаты энергосистемы.



И.40. Аппроксимация характеристики относительных приростов по уравнению (И-49).

Условия наивыгоднейшего распределения суммарной нагрузки

$$P'_\Sigma = P'_1 + P'_2$$

между агрегатами 1 и 2 по принципу равенства относительных приростов при относительной погрешности  $\delta b$  определения ОПРТ агрегатов будут:

$$[m_1 + 2n_1(P'_1 - P_{1\min})](1 + \delta b_*) = m_2 + 2n_2(P'_2 - P_{2\min}). \quad (\text{И-50})$$

Из этих уравнений найдем  $P'_1$  и  $P'_2$ . Используя (И-49), определим расходы топлива  $B'_1$  и  $B'_2$ , соответствующие этим нагрузкам, и суммарный расход топлива  $B'_\Sigma = B'_1 + B'_2$ .

Затем примем  $\delta b_* = 0$ , что соответствует использованию в расчете точных характеристик агрегата 1, и найдем новые значения нагрузок  $P_1$  и  $P_2$  и соответствующие им расходы топлива  $B_1$  и  $B_2$ .

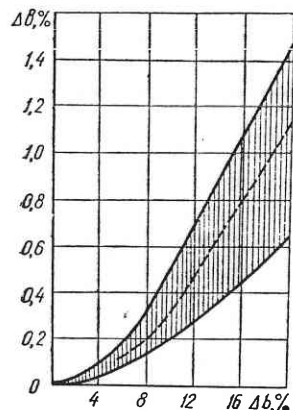
Относительный перерасход топлива

$$\Delta B = \frac{B'_\Sigma - B_\Sigma}{B_\Sigma} 100, \%. \quad (\text{И-51})$$

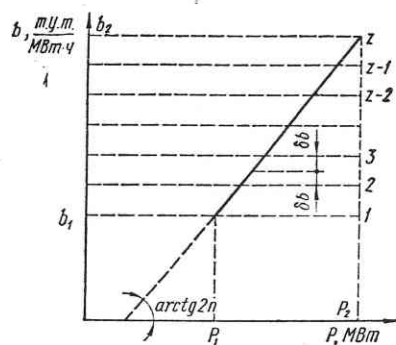
Такие расчеты должны быть выполнены при различных значениях  $\delta b_*$  и отношениях  $\mu = \frac{P_{2\text{ном}}}{P_{1\text{ном}}}$  — номинальных мощностей агрегатов

и их экономичностей. Последние могут характеризоваться отношением  $\lambda$  удельных расходов топлива  $\delta_n$  при номинальных нагрузках.

При использовании метода статистических испытаний для определения перерасхода топлива берется конкретная (или любая гипотетическая) энергосистема и задаются пределы возможных изменений параметров ее элементов. Это могут быть экономические характеристики станций или агрегатов, значения нагрузки, сопротивления линий электропередачи и др. Экономические характеристики могут быть заданы в виде таблицы или идеализированными с помощью квадратичного трехчлена. При этом необходимо задаться законом распределе-



II.41. Зависимость перерасхода топлива от погрешности в определении ОПРТ.



II.42. К определению дополнительной погрешности, вносимой представлением характеристик в табулированном виде.

ния значений того или иного параметра внутри выбранного интервала их изменения.

Специально разработанные для ЭЦВМ программы дают возможность вводить в расчет случайные значения используемых в решении параметров в соответствии с принятыми законом распределения и пределами изменения. Повторяя многократно расчеты режимов, становится возможным накопить статистические материалы (откуда и название метода) и, обработав их методами математической статистики, получить вероятностные характеристики экстремального решения: в рассматриваемой задаче — расчета оптимального режима. В качестве таких характеристик могут быть использованы математическое ожидание и дисперсия оптимальных значений нагрузок станций, математическое ожидание и дисперсия минимального суммарного расхода топлива. На рис. II.41 в заштрихованной зоне лежат кривые, построенные по методу идеализированных характеристик и соответствующие различным значениям параметров  $k_1$ ,  $k_2$  и  $\mu$  при  $\lambda = 1$  и номинальном значении суммарной нагрузки. Пунктирной линией показана кривая, полученная методом статистических испытаний для одной конкретной энергосистемы.

Рис. II.41 дает лишь общее представление о характере зависимостей

$\Delta B_* = f(\delta b_*)$ . При использовании расходных характеристик перерасход топлива  $\Delta B_* = f(\delta b_*)$  определяется примерно такими же зависимостями. Данные рис. II.41 можно использовать лишь для очень приближенной оценки возможных величин перерасхода.

Для решения конкретных технико-экономических задач нужно производить построение подобных зависимостей с использованием действительных экономических характеристик станций.

Величина возможного снижения перерасхода топлива определяет целесообразность затрат на установку устройств или выполнение расчетов, обеспечивающих повышение точности исходной информации.

Сопоставление возможной относительной экономии топлива (например, 0,8—1,0%) при наивыгоднейшем распределении нагрузки (без учета погрешности  $\delta b_*$ ) с вероятной величиной погрешности (например, 0,25—0,3%) позволит определить вероятную величину действительной экономии топлива (в данном примере 0,5—0,75%).

Особенностью расчетов, выполняемых с помощью ЭЦВМ, является представление характеристик в табулированном виде, которое вносит дополнительную погрешность, определяющуюся числом интервалов  $z$ , на которые разбивается весь диапазон изменения переменных. Возможность увеличения  $z$ , приближающего дискретную задачу к непрерывной и снижающего погрешность, ограничивается объемом памяти ЭЦВМ.

Можно считать, что относительной погрешности  $\Delta B_*$  в построении расходных характеристик соответствует равная ей относительная погрешность  $\Delta b_*$  в определении относительных приростов расхода топлива. Если линеаризовать участок характеристики относительных приростов, соответствующий рабочему диапазону изменения нагрузки данного агрегата (или станции) от  $P_1$  до  $P_2$  (рис. II.42), то максимальное значение погрешности табулирования характеристики будет равно  $\delta b = \frac{n(P_2 - P_1)}{2z} \frac{\tau \cdot \gamma \cdot \tau^1}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$ , где  $n$  — параметр, определяющий наклон аппроксимирующей прямой. Эту величину можно отнести к среднему значению относительного прироста на рассматриваемом участке характеристики:

$$\delta b_* = \frac{2\delta b}{b_1 + b_2} \quad (\text{II-52})$$

Величины  $\delta b_*$  должны добавляться к погрешности в определении относительного прироста при использовании табулированных характеристик. Нельзя не заметить, что дополнительная погрешность дискретизации непрерывных задач может превысить погрешности, связанные с неточностью определения характеристик.

Выражение (II-52) может быть использовано для определения необходимого числа интервалов при заданной допустимой величине погрешности.

Анализ полученных зависимостей дает возможность сделать некоторые общие выводы. Наибольший перерасход топлива получается при использовании неточных характеристик или при отклонении от

<sup>1</sup> Заметим, что среднеквадратичная погрешность при равномерном распределении будет меньше в  $\sqrt{3}$  раз.

оптимального режима станций, характеристики которых имеют большую кривизну. Для мощных агрегатов, имеющих почти линейные расходные характеристики, допустимы довольно значительные отклонения от оптимального режима, так как перерасход топлива при этом сравнительно невелик.

Заметим, что никакие отклонения от оптимального режима нельзя считать допустимыми, так как они приводят к перерасходу топлива. Сравнительно малая его величина и низкая точность измерения расхода топлива не могут служить оправданием использования неточных исходных данных или отклонения от оптимальных режимов, так как фактический перерасход топлива при этом всегда существует независимо от того, можно ли его обнаружить с помощью имеющихся измерительных приборов.

В настоящее время нет достаточно обоснованных и достоверных данных о вероятных отклонениях действительных значений ОПРТ или расхода топлива от расчетных характеристик за счет изменения состояния оборудования. Можно полагать, что наибольшие отклонения порядка 10—15% имеют место для котлоагрегатов, достигая в отдельных случаях 25—30% по ОПРТ и 2—3% по расходу топлива. Для турбин эти отклонения составляют соответственно 3—5% и 0,5—1%, а для блоков — 20—35% и 2,5—4%.

Основной причиной снижения экономичности является загрязнение теплопередающих поверхностей (экранные трубы, трубки пароперегревателей, воздухоподогревателей, конденсаторов, регенеративных подогревателей низкого и высокого давления). Большое влияние оказывают также повреждения обмуровки котлоагрегатов и повышение температуры охлаждающей воды.

### Глава III

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

### § III-1. Оптимизация режимов группы параллельно работающих агрегатов

**Постановка задачи.** Рассмотрим случай параллельной работы  $n$  однотипных агрегатов. Это могут быть паровые котлы, работающие на общий паропровод, конденсационные турбогенераторы или блоки, включенные на общие электрические шины, насосы, питающие общую напорную магистраль, или другие агрегаты. Общей для всех этих случаев является возможность пренебречь влиянием соединительных участков трубопроводов или шин, связывающих агрегаты, и вести расчет оптимального режима, используя только характеристики самих агрегатов.

Задача может быть поставлена так. Задано число параллельно работающих агрегатов  $n$  и их общая нагрузка  $P_{\Sigma}$ . Нужно распределить нагрузку между агрегатами так, чтобы суммарные затраты  $B_{\Sigma}$  были минимальными при условии покрытия заданной нагрузки. Это могут быть затраты денежных средств, расход условного топлива, трудозатраты на добычу и доставку топлива, выраженные в любых единицах, и пр.

**Метод неопределенных множителей Лагранжа.** Задача нахождения экстремума функции многих переменных может быть решена методами вариационного исчисления, в частности — методом неопределенных множителей Лагранжа.

Запишем в общем виде выражение величины, экстремум которой мы ищем. Допустим, что это суммарный расход топлива

$$F = \sum_{i=1}^n B_i \rightarrow \text{мин.} \quad (\text{III-1})$$

Функция, экстремум которой мы стремимся найти, носит название *целевой функции*, или функции цели.

Уравнения, определяющие условия, при выполнении которых должна быть решена задача, называются *уравнениями связи*. В данном случае таким уравнением является условие баланса нагрузки. Оно записывается в такой форме:

$$E = P_{\Sigma} - \sum_{i=1}^n P_i = 0. \quad (\text{III-2})$$

Наличие уравнений связи накладывает ограничения на решение задачи. В нашем случае ограничение имеет вид равенства. Учет ограничений вида неравенства рассмотрен ниже.

Далее составляется функция Лагранжа. Она представляет собой сумму целевой функции и уравнений связи, введенных с некоторыми, пока неопределенными, множителями:

$$\Phi = F + \varepsilon E = \sum_{i=1}^n B_i + \varepsilon \left( P_{\Sigma} - \sum_{i=1}^n P_i \right). \quad (\text{III-3})$$

Так как выражение в скобках равно нулю, то минимум функции Лагранжа совпадает с минимумом целевой функции и будет иметь место при одних и тех же значениях независимых переменных.

Если бы ограничение (III-2) отсутствовало, то мы нашли бы *абсолютный минимум* целевой функции. В нашем случае это было бы тривиальное решение задачи  $B_{\Sigma} = 0$ , не имеющее практической ценности. Решая задачу с учетом ограничений, мы найдем *относительный минимум* (*условный экстремум*).

Дифференцируем функцию Лагранжа по всем независимым переменным, считая неопределенный множитель постоянным, и приравняем частные производные нулю:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} - \varepsilon = 0 \quad (i = 1, \dots, n). \quad (\text{III-4})$$

Так как частные производные от расхода топлива по нагрузке — относительные приросты расхода топлива, то получим

$$b_i = \varepsilon \quad (i = 1, \dots, n). \quad (\text{III-5})$$

Уравнения (III-5) выражают принцип равенства относительных приростов для группы параллельно работающих агрегатов. Если бы мы имели  $m$  уравнений связи, то надо было бы ввести  $m$  неопределенных множителей. Тогда  $n$  уравнений (III-5) и  $m$  уравнений связи вида (III-2) дали бы возможность найти  $n + m$  неизвестных — нагрузок  $P_i$  и множителей  $\varepsilon_j$  ( $j = 1, \dots, m$ ).

При решении задачи предполагается, что функции  $B_i(P_i)$  — расходные характеристики — дифференцируемы.

**Учет ограничений вида неравенств.** Практически во всех случаях решения задачи распределения нагрузки между агрегатами приходится учитывать ограничения вида неравенств. Простейшим примером является требование, чтобы нагрузка каждого агрегата была не меньше минимально допустимой и не больше максимально допустимой (или номинальной) для данного агрегата.

$$P_{i\text{мин}} \leq P_i \leq P_{i\text{макс}}. \quad (\text{III-6})$$

Классические методы вариационного исчисления не дают нам приема, с помощью которого можно было бы находить экстремум функции при наличии ограничений вида неравенств.

Практически подобные задачи решаются последовательным исключением переменных, вышедших за пределы, установленные теми или иными неравенствами. Допустим, что решение описанной здесь задачи показало, что в оптимальном режиме  $P_{\text{копт}} > P_{\text{kмакс}}$  и  $P_{\text{лопт}} > P_{\text{lмакс}}$ . Тогда этим агрегатам задаются максимально допустимые нагрузки, а между остальными агрегатами распределяется нагрузка  $P_{\Sigma} - (P_{\text{kмакс}} + P_{\text{lмакс}})$ .

Так как эта величина больше, чем  $P_{\Sigma} - (P_{\text{копт}} + P_{\text{лопт}})$ , то может оказаться, что для агрегата  $r$  условие (III-6) не будет выполнено, т. е.  $P_{\text{гопт}} > P_{\text{rмакс}}$ . Тогда этому агрегату также задается максимальная нагрузка, а между оставшимися  $n - 3$  агрегатами распределяется нагрузка

$$P_{\Sigma} - (P_{\text{kмакс}} + P_{\text{lмакс}} + P_{\text{rмакс}}).$$

Если целевая функция зависит от многих переменных, то такая процедура занимает много времени. В тех случаях, когда ограничения линейны (как равенства, так и неравенства), то такие методы как линейное, квадратичное и выпуклое программирование позволяют легко их учесть. При использовании динамического программирования и других методов ускоренного перебора всякие ограничения обычно упрощают решение задачи.

Приближенное аналитическое решение задачи нахождения экстремума функции нескольких независимых переменных при ограничениях вида неравенств может быть найдено с помощью тех или иных искусственных приемов. Ограничения в форме неравенств могут быть уч-

тены при решении оптимизационных задач с помощью так называемых штрафных функций. Для решения энергетических задач этот метод впервые был применен Кипсером, а в Советском Союзе — Е. В. Цветковым и В. М. Горнштейном. Сущность метода заключается в использовании аналитических выражений, приближенно аппроксимирующих неравенства, определяющие ограничения.

Если нагрузка агрегата  $P$  не должна быть меньше минимально допустимой и больше максимально допустимой величины, то в выражение целевой функции можно ввести функцию, равную нулю при соблюдении неравенства (III-6) и принимающую произвольно большие значения при нарушении его. Тогда нагружение рассматриваемого генератора сверх  $P_{\text{макс}}$  или разгрузка его ниже  $P_{\text{мин}}$  будет настолько экономически нецелесообразной, что выгоднее в одном случае передать часть нагрузки на другие агрегаты или в другом случае снять с них часть нагрузки, чтобы догрузить рассматриваемый генератор до  $P_{\text{мин}}$ . При этом целевая функция имеет вид:

$$F = \sum_{i=1}^n c_i B_i + \sum_{i=1}^n \Psi_i. \quad (\text{III-7})$$

Здесь  $c_i$  и  $B_i$  — цена и расход топлива агрегата  $i$ , а  $\Psi_i$  — штрафная функция, учитывающая ограничения, накладываемые на нагрузку  $i$ -го агрегата. Дифференцируя функцию Лагранжа по нагрузкам, получим

$$\frac{\partial F}{\partial P_i} = c_i b_i + \psi_i - \varepsilon = 0 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (\text{III-8})$$

где  $\varepsilon$  — множитель Лагранжа, определяемый уравнением баланса нагрузки (III-2),  $\psi_i = \frac{\partial \Psi_i}{\partial P_i}$  — частная производная штрафной функции.

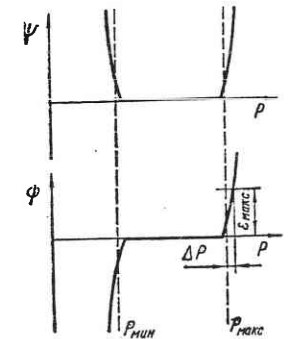
На рис. III.1 показаны графики штрафной функции и ее производной.

Выражение штрафной функции может быть выбрано любого вида. Желательно, чтобы она была простой, легко дифференцируемой и с наибольшей степенью приближения воспроизводящей заданный закон ограничения. Общий вид уравнения штрафной функции можно представить так:

$$\begin{aligned} \Psi &= f_1(|P - P_{\text{макс}}|) \text{ при } P > P_{\text{макс}}, \\ \Psi &= 0 \text{ при } P_{\text{мин}} \leq P \leq P_{\text{макс}}, \\ \Psi &= f_2(|P - P_{\text{мин}}|) \text{ при } P < P_{\text{мин}}. \end{aligned} \quad (\text{III-9})$$

В виде примера можно привести выражения:

$$\begin{aligned} \Psi &= a_1 (P - P_{\text{макс}})^2 \text{ при } P > P_{\text{макс}}, \\ \Psi &= a_2 (P - P_{\text{мин}})^2 \text{ при } P < P_{\text{мин}}. \end{aligned} \quad (\text{III-10})$$



III.1. Общий вид штрафной функции и ее производной:

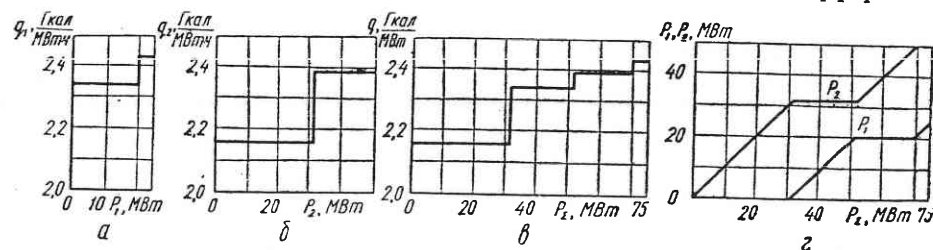
$\Delta P$  — допустимая перегрузка;  $\varepsilon_{\text{макс}}$  — максимально возможное значение ОПРТ в системе.



Выбор параметров  $a_1$  и  $a_2$  определяет крутизну кривой, ограничивающей нагрузку. При  $a = \infty$  параболы обращаются в вертикальные прямые, соответствующие предельным значениям ограничиваемого параметра.

При использовании ЭЦВМ оказывается возможным фиксировать предельные значения нагрузки, т. е. при  $P > P_{\max}$  вводить в расчет  $P = P_{\max}$ .

**Особенности распределения нагрузки между котлоагрегатами, между конденсационными турбоагрегатами и между блоками.** Расходные характеристики и ХОП котлоагрегатов, как показано в § II-3, обычно представляют собой непрерывно возрастающие дифференци-



III.2. Характеристики ОПРТ двух конденсационных турбоагрегатов (а и б), суммарная ХОП (в) и зависимость нагрузки каждого турбоагрегата от суммарной нагрузки (г).

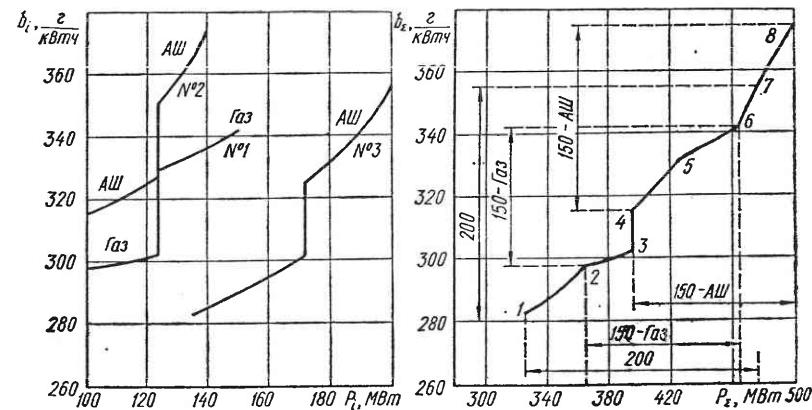
руемые функции. Имеющие место небольшие скачки ОПРТ, учитывающие изменение состава работающих агрегатов собственных нужд, легко сглаживаются, как показано в § II-2. Таким образом, распределение нагрузки по условию равенства относительных приростов (III-5) не встречает затруднений. Это условие нарушается в тех случаях, когда вступают в действие те или иные ограничения вида (III-6). Может оказаться, что при снижении общей нагрузки агрегат 1 будет разгружен до минимально допустимого значения  $P_{\min}$  при соответствующем ему ОПРТ  $b_{i\min}$ . При этом еще соблюдается условие  $b_{i\min} = \varepsilon$ . Однако при дальнейшем уменьшении общей нагрузки ОПРТ  $\varepsilon$  будет продолжать снижаться, а  $b_{i\min}$  остается неизменным (как показано на рис. II-8), т. е. условие (III-5) будет нарушено. Такое нарушение возможно и при возрастании общей нагрузки. Это касается всех видов основного оборудования (котлов, турбин, блоков). В подобных случаях целесообразно изменить состав работающих агрегатов (что подробно рассмотрено в § V-6).

Как показано в § II-4, ХОП турбоагрегатов представляет собой кусочно-ступенчатые функции, поэтому не всегда удается выдержать требование равенства ОПРТ. В таких случаях условие (III-5) заменяется правилом нагружения турбогенераторов в порядке возрастания ОПРТ. Справедливость этого условия очевидна, а пример его применения приведен ниже (дополнительно к § II-2).

На рис. III.2 показаны ХОП двух конденсационных турбоагрегатов и их суммарная характеристика. При одновременной работе двух агрегатов нагрузку от 0 до 31 МВт должен набирать ТГ-2 (турбогене-

ратор № 2). При дальнейшем росте нагрузки ТГ-1 набирает 20 МВт при ОПРТ 2,34 Гкал/МВт · ч. Возрастание суммарной нагрузки сверх 51 МВт ложится на ТГ-2, нагружаемый с 31 МВт до номинальной нагрузки. Возрастание суммарной нагрузки от 70 до 75 МВт воспринимает ТГ-1.

На рис. III.3 мы видим аналогичные характеристики относительных приростов расхода для блоков. Наклонные (криволинейные или спрямленные) участки определяются характеристиками котлов, а вертикальные участки — характеристиками турбин.



III.3. Характеристики относительных приростов трех блоков (150 МВт на природном газе, 150 МВт на АШ и 200 МВт на АШ) (а). Суммарная ХОП (б).

**Табличный метод распределения нагрузки.** Характеристики относительных приростов расхода тепла блоков могут быть представлены в виде таблиц, так же как и ХОП группы блоков или других параллельно работающих агрегатов. Табл. 7 является примером такого представления ХОП, приведенных на рис. III.3. В таблице указаны нагрузки трех агрегатов и их суммы, соответствующие одинаковым величинам ОПРТ. Для удобства пользования значения ОПРТ берутся через одинаковые интервалы. Если величина суммарной нагрузки находится между двумя соседними табличными значениями, то нагрузки агрегатов определяются методом линейной интерполяции. Например, если  $P_{\Sigma} = 452$  МВт, то нагрузку надо распределить так: нагрузка блока 150 МВт на газе  $P_1 = 144$  МВт, блока 150 МВт на АШ  $P_2 = 123$  МВт, блока 200 МВт  $P_3 = 185$  МВт. Если  $P_{\Sigma} = 441$  МВт, то надо взять  $P_1 = 130 + \frac{441 - 433}{444 - 433} (138 - 130) = 136$  МВт,  $P_2 = 123$  МВт и  $P_3 = 182$  МВт.

Участок суммарной кривой 1—2 (рис. III.3) соответствует подъему нагрузки блока 3, причем блоки 1 и 2 работают при ОПРТ, соответствующих их минимальным нагрузкам — 297 и 317 г/кВт · ч. На участке 2—3 возрастает нагрузка блоков 1 и 3. Участок 3—4 соответствует скачкообразному возрастанию ОПРТ блоков 1 и 3 при минимальной нагрузке блока 2. На участке 7—8 блоки 1 и 3 работают со

своими максимальными нагрузками (и соответствующими им ОПРТ 342 и 355 г/кВт · ч), а нагрузку продолжает набирать блок 2, ОПРТ которого возрастает до 375 г/кВт · ч. На рисунке показаны диапазоны изменения нагрузок и ОПРТ блоков.

Табличный метод в различных модификациях был широко распространен в практике эксплуатации ТЭС и энергосистем до внедрения

Таблица 7. Характеристики относительных приростов расхода тепла трех блоков и станции

ОПРТ	Нагрузки бло-ков			Нагр. стан.	1					2				
	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>		P	1	2	3	4	5	1	2	3	4
г	МВт	МВт	МВт	МВт	312,5	123	100	172	395	350	150	123	197	470
кВт · ч					315	123	100	172	395	352,5	150	123	199	472
1	2	3	4	5	317,5	123	100	172	395	355	150	126	200	476
					320	123	106	172	401	357,5	150	129	200	479
280	100	100	125	325										
282,5	100	100	135	335	322,5	123	113	172	408	360	150	132	200	482
285	100	100	140	340	325	123	120	172	415	362,5	150	134	200	484
287,5	100	100	145	345	327,5	123	123	175	421	365	150	138	200	488
290	100	100	150	350						367,5	150	143	200	493
292,5	100	100	155	355	330	123	123	178	424	370	150	146	200	496
295	100	100	159	359	332,5	130	123	180	433	372,5	150	148	200	498
297,5	100	100	164	364	335	138	123	183	444	375	150	150	200	500
300	113	100	167	380	337,5	144	123	185	452					
302,5	123	100	172	395	340	149	123	188	460					
305	123	100	172	395	342,5	150	123	191	464					
307,5	123	100	172	395	345	150	123	193	466					
310	123	100	172	395	347,5	150	123	195	468					

вычислительной техники. Приближенный учет потерь осуществлялся взаимным перемещением (по вертикали) шкал станций на величины, соответствующие умножению ОПРТ на коэффициент  $\frac{1}{1-\sigma}$  (см. § V-1).

### § III-2. Оптимизация режимов ТЭС, работающих на нескольких видах топлива

В настоящее время многие ТЭС работают на двух видах топлива: зимой — на привозном твердом топливе, а летом, когда снижается потребление газа промышленными и коммунально-бытовыми потребителями, на природном газе. В этих случаях проблемы, связанные с оптимизацией их режимов, не возникают. Такая ТЭС расходует запланированное и отпущенное количество газа, а затем переходит на уголь, работая в обоих случаях с возможно большей экономичностью.

Однако, зачастую ТЭС работают одновременно на двух или трех

видах топлива. Это особенно характерно для ТЭС крупных металлургических заводов, где к основным видам топлива — газу, нефти, углю — добавляется доменный газ и другие побочные продукты основного производства.

При этом задача оптимизации становится определенной лишь в том случае, если заданы количества одного или двух наиболее экономичных видов топлива. Тогда требуется минимизировать количество расходо-мого одного («замыкающего») вида топлива (обычно это — дальнепри-возной уголь).

Однако и в этом случае задача может быть решена в двух вариан-тах: при сжигании различных видов топлива в топках разных групп котлов и при совместном сжигании двух или трех видов топлива в топ-ках одних и тех же котлов.

Рассмотрим задачу оптимизации режима ТЭС, работающей на двух видах топлива.

Сжигание различных видов топлива в топках различных групп котлов. Основной задачей оптимизации режима в этом случае являет-ся правильный выбор суммарной паропроизводительности котлов или блоков, работающих на нескольких видах топлива. Эта задача является дискретной и решается методами математического програм-мирования. Однако, ее можно свести при некоторых допущениях к не-прерывной задаче и дать приближенное аналитическое решение.

Введем понятие о номинальной расчетной мощности (или паро-производительности) котлоагрегатов (или блоков)  $P_{н.р.}$

В частном случае это может быть номинальная паропроизводитель-ность, наименьшая или наиболее распространенная на данной ТЭС.

Суммарные номинальные мощности (для блочной ТЭС) или паро-производительности котлов (на ТЭС с общим паропроводом), работаю-щих на топливе А  $P_{н.А}$  и на топливе В  $P_{н.В}$ , будут определяться умно-жением  $P_{н.р.}$  на коэффициенты  $\chi$  и  $\varphi$ :

$$P_{н.А} = \chi P_{н.р.} \text{ и } P_{н.В} = \varphi P_{н.р.} \quad (\text{III-11})$$

Для получения целочисленного решения вычисленные дробные значения округляются. Таким образом, задача сводится к распреде-лению нагрузки между двумя котлами «переменной паропроизводи-тельности». Возможность применения этого метода основывается на допущении о малости различий между ХОП котлоагрегатов (в обеих группах) и на использовании обобщенных характеристик относитель-ных приростов (§ II-3).

Для решения задачи применим метод неопределенных множителей Лагранжа. Однако появление нового, не встречавшегося ранее, вида ограничений — равенства заданной (планируемой) величине израс-ходованного за некоторый промежуток времени топлива — несколько изменит решение.

Поясним метод решения задачи для этого случая, разработанный В. М. Горнштейном, на следующем примере. Допустим, что надо рас-пределить нагрузку между двумя станциями, одной из которых задан на планируемый период  $T$  (например, на сутки) расход лимитируемого топлива  $B_1$ , и надо минимизировать расход второго вида топлива  $B_2$ .

В этом случае задача не может быть решена оптимизацией режима для одного момента времени, надо рассмотреть режим системы для всего периода  $T$ , т. е. распределить заданный график нагрузки  $P_{\Sigma}(t)$ , получая этим не только распределение мощности, но и вырабатываемой энергии. Тогда целевая функция будет:

$$\int_0^T B_{2i} dt \rightarrow \text{мин.} \quad (\text{III-12})$$

Известное уравнение связи, выражающее баланс нагрузок для каждого момента времени,

$$P_{\Sigma i} - P_{1i} - P_{2i} = 0, \quad (\text{III-13})$$

должно быть дополнено условием равенства расхода топлива  $B_1$  за период  $T$  запланированному  $B_{1\text{пл}}$ :

$$\int_0^T B_{1i} dt - B_{1\text{пл}} = 0. \quad (\text{III-14})$$

Подобные уравнения носят название *изопериметрических условий*. Вводя неопределенные множители, составляем функцию Лагранжа. В соответствии с правилами вариационного исчисления в выражение функции Лагранжа вводится подинтегральное выражение целевой функции, тогда

$$\Phi = B_{2i} + \varepsilon_i (P_{\Sigma i} - P_{1i} - P_{2i}) + \alpha \left( \int_0^T B_{1i} dt - B_{1\text{пл}} \right). \quad (\text{III-15})$$

Дифференцируем  $\Phi$  по независимым переменным  $P_1$  и  $P_2$  и приравниваем частные производные нулю:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{1i}} = \alpha \frac{\partial B_{1i}}{\partial P_{1i}} - \varepsilon_i = 0; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial P_{2i}} = \frac{\partial B_{2i}}{\partial P_{2i}} - \varepsilon_i = 0. \quad (\text{III-16})$$

Вводя обычные обозначения, получим:

$$\alpha b_{1i} = \varepsilon_i \text{ и } b_{2i} = \varepsilon_i. \quad (\text{III-17})$$

Система из четырех уравнений (III-13), (III-14) и (III-17) дает возможность найти для каждого момента времени неизвестные  $P_{1i}$ ,  $P_{2i}$ ,  $\varepsilon_i$  и  $\alpha$ . Множитель  $\varepsilon_i$  изменяется в течение периода  $T$  в соответствии с изменением  $P_{\Sigma i}$  и общесистемной характеристикой относительных приростов. Множитель  $\alpha$  остается постоянным в течение всего периода  $T$ .

Аналитическое решение этой системы уравнений практически невозможно в связи с нелинейностью зависимостей между переменными (суточный график нагрузки, расходные характеристики).

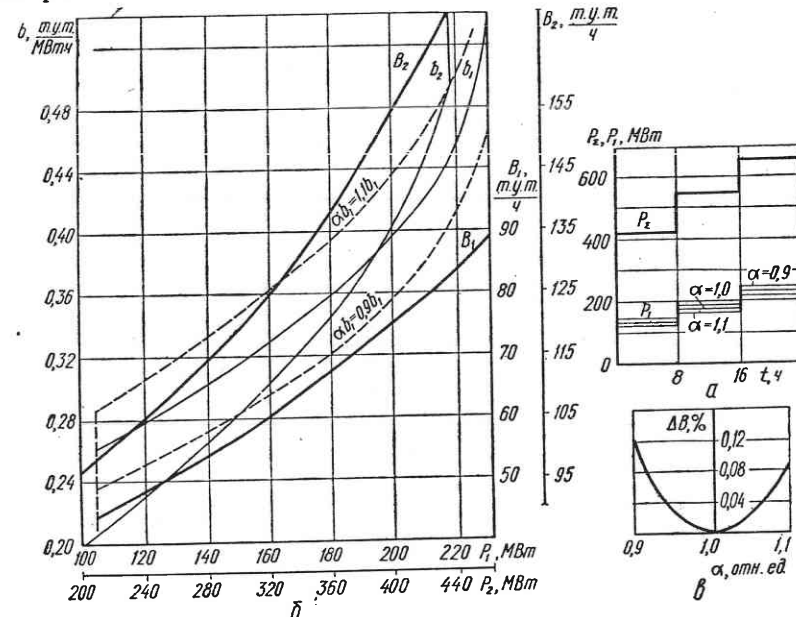
При наличии ЭЦВМ задача решается итерационными методами, а в противном случае подбором значений множителей  $\alpha$ , удовлетворяющих уравнению (III-14), с учетом накопленного ранее опыта.

Влияние величины  $\alpha$  на результат решения покажем на следующем примере. Требуется распределить график нагрузки, представлен-

ный на рис. III.4, а, без учета потерь в сети между двумя станциями, ХОП и расходные характеристики которых показаны на рис. III.4, б. Станции 1 задан суточный расход топлива  $B_1 = 1680$  т. у. т.

В табл. 8 приведены исходные данные для расчета. В графе 1 даны значения ОПРТ  $\varepsilon$ , взятые через  $0,02$  т/МВт · ч. Соответствующие им нагрузки станции 2 и расходы топлива  $B_2$  даны в графах 2 и 5.

На рис. III.4 показаны ХОП станции 1 для трех значений  $\alpha$ , т. е.



III.4. К примеру распределения нагрузки при заданном расходе энергоносителя:

а — график суммарной нагрузки и нагрузки станции 1 при различных значениях  $\alpha$ ; б — расходные характеристики и ХОП станций; в — зависимость перерасхода топлива  $\Delta B$  от  $\alpha$ .

зависимости  $\alpha \varepsilon_1 = f(P_1)$ . По этим кривым найдены значения нагрузки станции 1 (графы 3, 7 и 9 табл. 8). Полные нагрузки системы (графы 4, 8 и 10) представляют собою суммы  $P_1$  и  $P_2$ . В графе 6 даны расходы топлива  $B_1$ , соответствующие нагрузкам при  $\alpha = 1$ .

Расчет начинаем с  $\alpha = 1$ . По табл. 8 находим оптимальные нагрузки (графы 2 и 3) и соответствующие им расходы топлива (графы 5 и 6) для трех значений суммарной нагрузки по рис. III.4. Например, для  $P_{\Sigma} = 416$  МВт находим  $P_1 = 122$  МВт,  $P_2 = 294$  МВт,  $B_1 = 48,68$  т. у. т./ч и  $B_2 = 118,75$  т. у. т./ч. Заносим эти данные в графы 7, 8, 9 и 10 табл. 9. Суммируя расходы лимитируемого топлива  $B_1$  для трех периодов суток (в табл. 8) и умножая на длительность периода (8 часов), находим суточный расход  $1612,0$  т. у. т., что меньше заданного. Следовательно, надо ввести множитель  $\alpha < 1,0$ . Берем  $\alpha = 0,9$  и снова делаем расчет, результаты которого приведены в табл. 8. (графы 7 и 8) и 9 (графы 3, 4, 5 и 6). Так как теперь полученный расход лимитируемого топлива  $B_1 = 1700,0 > 1680,0$ , то для следующего шага надо

увеличить  $\alpha$ . Приближенно, используя линейную интерполяцию, можно взять

$$\alpha = 0,9 + 0,1 \frac{1700,0 - 1680,0}{1700,0 - 1612,0} = 0,923$$

и повторить расчет.

Чтобы показать влияние увеличения  $\alpha$  на расход лимитируемого топлива по сравнению с  $\alpha = 1,0$ , в той же таблице приведены данные для  $\alpha = 1,1$ . Отметим, что во всех случаях  $\alpha \neq 1,0$  имеет место на-

Таблица 8. Экономические характеристики станций и системы

ОПРТ	$\alpha = 1,0$					Нагрузки станций и системы			
	Нагрузки станций и системы			Расходы топлива		$\alpha = 0,9$		$\alpha = 1,1$	
	$P_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_2$	$B_1$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$P_1$	$P_{\Sigma}$
	МВт	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт	МВт	МВт
$\frac{т. у. т.}{МВт \cdot ч}$	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,26	272	105	377	112,8	44,10	127	399	90	362
0,28	294	122	416	118,75	48,68	145	439	102	396
0,30	320	138	458	126,27	53,31	163	483	115	435
0,34	354	167	521	137,17	62,59	192	546	146	500
0,36	371	180	551	143,12	67,15	204	575	156	527
0,38	386	192	578	148,67	71,59	210	596	172	558
0,46	426	221	647	165,47	83,79	228	654	208	634
0,48	431	225	656	167,82	85,67	230	661	224	645
0,50	435	230	665	169,78	88,12	230	665	220	655
0,54	435	230	665	169,78	88,12	230	665	226	661

рушение условия равенства ОПРТ, что приводит к перерасходу топлива (рис. III.4, в). Очевидно, что в конкретных условиях в расчетных таблицах вида 8 и 9 могут понадобиться иные значения  $\alpha$ .

Степень изменения расхода лимитируемого топлива при введении множителей  $\alpha$  определяется видом экономических характеристик станций. В рассматриваемом примере на результаты расчета оказывают влияние вступающие в силу ограничения по предельным нагрузкам станций. Так, если  $\alpha = 0,9$  станция 1 при  $\epsilon = 0,48-0,54$  т. у. т./МВт  $\times$  ч работает с максимальной мощностью  $P_1 = 230$  МВт, а нагрузка  $P_2$  продолжает возрастать. Иными словами, станция 1 продолжает работать при  $b = 0,48$ , а ОПРТ  $\epsilon$  возрастает при увеличении  $P_2$ . Если  $\alpha = 1,1$ , нагрузка  $P_2 = 435$  МВт максимальна, а нагрузка станции 1 возрастает и соответствующий ей относительный прирост изменяется от 0,5 до  $0,54 \frac{т. у. т.}{МВт \cdot ч}$ .

В рассматриваемом случае сжигания двух видов топлива целевой функцией является расход минимизируемого топлива за период  $T$ :

$$\int_0^T B_i dt = \int_0^T B_{p_i} \varphi dt \rightarrow \min. \quad (III-18)$$

Таблица 9. Часовые и суточные расходы топлива при различных  $\alpha$

Часы су-ток	$\alpha = 0,9$										$\alpha = 1,0$										$\alpha = 1,1$												
	$P_2$		$P_1$		$B_1$	$B_2$	$B_1$	$B_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_1$	$B_2$	$B_1$	$B_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_1$	$B_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_1$	$B_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_1$	$B_2$	$P_1$	$P_{\Sigma}$	$B_1$	$B_2$			
	МВт	МВт	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт	т. у. т. / ч	т. у. т. / ч	МВт	МВт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32		
0-8	416	281	135	115,23	52,44	294	122	118,75	48,68	307	109	122,51	45,18	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29
8-16	551	357	194	138,22	72,43	371	180	143,12	67,15	382	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29	435	221	169	147,19	63,29
16-24	656	427	229	165,94	87,63	431	225	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67	435	220	167,82	85,67
Суммы трех часовых расходов топлива	419,39	212,50	212,50	419,39	212,50	429,69	201,50	429,69	201,50	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26	439,48	192,26
Суточные расходы топлива, т. у. т.	3355,1	1700,0	1700,0	3355,1	1700,0	3437,5	1612,0	3437,5	1612,0	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1	3515,8	1538,1
Суммарные суточные расходы топлива, т. у. т.	5055,1	5055,1	5055,1	5055,1	5055,1	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5	5049,5
Перерасход топлива за сутки при $\alpha \neq 1,0$ , т. у. т.	5,6	—	—	5,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Перерасход топлива, %	0,111	—	—	0,111	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—



Изопериметрическое условие, определяющее расход лимитируемого топлива  $A$ ,

$$M = \int_0^T A_t dt - A_{пл} = 0, \text{ или } M = \int_0^T A_{p_t} \chi dt - A_{пл} = 0. \quad (\text{III-19})$$

В (III-18) и (III-19)  $A_p$  и  $B_p$  — мгновенные расходы топлива котлов расчетной мощности.

Баланс мгновенных нагрузок агрегатов (для упрощения отбрасываем потери тепла и расходы энергии на собственные нужды) представляется уравнением:

$$E_t = P_{\Sigma t} - (\chi P_{p_{A_t}} + \varphi P_{p_{B_t}}) = 0, \quad (\text{III-20})$$

где  $P_{\Sigma}$  — заданная суммарная нагрузка;

$P_{p_A}$  — нагрузка агрегата расчетной мощности на топливе  $A$ ;

$P_{p_B}$  — нагрузка агрегата расчетной мощности на топливе  $B$ .

Необходимо ввести также условие равенства общей номинальной мощности двух групп блоков (или паропроизводительности) суммарной номинальной мощности (или паропроизводительности) ТЭС, равной  $nP_{н.р.}$ . В данном случае правильнее говорить не о номинальной, а о располагаемой мощности ТЭС, т. е. исключить мощности ремонтируемых агрегатов, но мы условимся для простоты и удобства индексации подразумевать под номинальной мощностью мощность располагаемую.

Тогда

$$N = \chi + \varphi - n = 0. \quad (\text{III-21})$$

Функция Лагранжа с введенным в нее подынтегральным выражением целевой функции будет:

$$\Phi = B_{p_t} \varphi + \alpha M + \varepsilon_t E_t + \nu N. \quad (\text{III-22})$$

Дифференцируя  $\Phi$  по четырем независимым переменным  $P_{p_{A_t}}$ ,  $P_{p_{B_t}}$ ,  $\chi$  и  $\varphi$  и приравнявая частные производные нулю, получим:

$$\left. \begin{aligned} \alpha a_t &= \varepsilon_t \\ b_t &= \varepsilon_t \end{aligned} \right\}, \quad (\text{III-23})$$

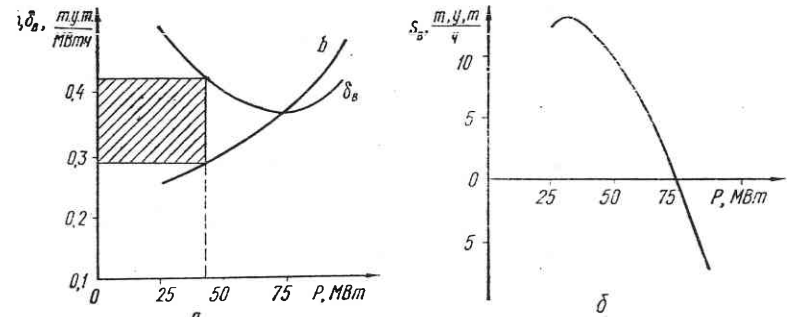
$$\left. \begin{aligned} \frac{\alpha A_{p_t} - \varepsilon_t P_{p_{A_t}}}{P_{н.р.}} &= \nu, \\ \frac{B_{p_t} - \varepsilon_t P_{p_{B_t}}}{P_{н.р.}} &= \nu. \end{aligned} \right\} \quad (\text{III-24})$$

Неопределенный множитель  $\varepsilon_t$ , представляющий собой общестанционный (для блочной ТЭС) или общекотельный (для ТЭС с поперечными связями) ОПРТ, зависит от суммарной нагрузки и, в общем случае, является переменным во времени, а множитель  $\alpha$  остается постоянным для данного планируемого периода; при неизменном в течение периода  $T$  составе агрегатов, работающих на топливах  $A$  и  $B$ , множитель  $\nu$  постоянен.

Приравняем левые части уравнений III-24 и введем удельные расходы топлива  $\delta_A = A_p : P_{p_A}$  и  $\delta_B = B_p : P_{p_B}$ ; тогда с учетом (III-23) получим:

$$\alpha P_{p_{A_t}} (\delta_{A_t} - a_t) = P_{p_{B_t}} (\delta_{B_t} - b_t). \quad (\text{III-25})$$

На рис. III.5, а заштрихована площадь  $S_B$ , графически представляющая правую часть уравнения. Точка пересечения кривых  $\delta_B$  и  $b$  соответствует оптимальному режиму обобщенного котлоагрегата (блока); в этой точке  $S_B = 0$ . Поэтому уравнение (III-25) можно рассматривать как требование равенства показателя отклонений режимов обоих котлоагрегатов от оптимума. Коэффициент  $\alpha$  вносит поправку



III.5. Характер зависимости произведения  $P_B (\delta_B - b_B) = S_B$  от нагрузки.

в равенство (III-25), как и в уравнения (III-23), определяющуюся изопериметрическим условием (III-19). Характер зависимости площади  $S_B$  от нагрузки показан на рис. III.5, б.

Решение системы нелинейных уравнений (III-20), (III-19), (III-23) и (III-24) возможно с применением вычислительных машин. Задача может быть решена методом последовательного приближения с использованием приведенных выше формул. Однако более эффективно применение метода динамического программирования (глава VIII).

**Приближенное определение количества котлов, работающих на различных видах топлива.** В качестве основного допущения можно принять, что в единицу времени в топках группы котлов, работающих на лимитированном топливе  $A$  и на минимизируемом топливе  $B$ , выделяется одинаковое количество тепла. Строго говоря, это неверно, так как при определении нагрузки (и, соответственно, тепловыделения в топках) котлов надо принимать во внимание их состояние. В данном случае в каждой группе имеется несколько котлов, поэтому в обобщенных характеристиках каждой группы влияние изменения состояния отдельных котлов будет сглаживаться, и высказанное выше допущение даст решение, близкое к оптимальному.

Введем обозначения:

$A_0$  — заданный на период  $T$  расход оптимизируемого топлива,

$P_{\Sigma}$  — средняя за этот период нагрузка ТЭС,

$\delta_A$  и  $\delta_B$  — удельные расходы топлива  $A$  и  $B$ .

Если отношение общей мощности ТЭС к выбранной расчетной номинальной мощности агрегата  $P_p$  равно  $n$  и на лимитированном топливе работают агрегаты, общая мощность которых в  $\chi$  раз больше расчетной, то

$$\chi \delta_A P_{pA} T = A_{пл}. \quad (III-26)$$

Здесь и ниже  $P_{pA}$  и  $P_{pB}$  — нагрузки расчетных агрегатов, работающих на топливах  $A$  и  $B$ , связанные условием баланса нагрузки (III-20) и (III-21):

$$\chi P_{pA} + (n - \chi) P_{pB} = P_{\Sigma}. \quad (III-27)$$

Равенство тепловыделения в топках котлов выражается уравнением

$$\delta_A P_{pA} = \delta_B P_{pB}. \quad (III-28)$$

Отсюда легко найти  $\chi$ . Из (III-27) и (III-28) находим

$$P_{pA} = \frac{P_{\Sigma}}{\chi + (n - \chi) \frac{\delta_A}{\delta_B}} \quad (III-29)$$

и подставляем в (III-26), откуда

$$\chi = \frac{n}{\delta_B \left[ P_{\Sigma} \frac{T}{A_{пл}} - \left( \frac{1}{\delta_A} - \frac{1}{\delta_B} \right) \right]}. \quad (III-30)$$

В производственных условиях необходимо учитывать состояние котлоагрегатов и увеличивать долю сжигаемого газа в топках котлов с некоторыми неисправностями основного или вспомогательного оборудования (например, неисправность пылесистемы, большая зашлакованность и т. д.).

**Пример.** На ТЭС имеется 4 блока мощностью по 100 МВт и 4 блока мощностью по 200 МВт. На пять рабочих суток ( $T = 120$  часов) заданы средняя нагрузка 1000 МВт и расход газа 24 300 т. у. т.

Расчетные удельные расходы  $\delta_A = 0,35$  и  $\delta_B = 0,38$  т. у. т./МВт · ч. Принимая в качестве расчетной мощности 100 МВт (тогда  $n = 4 + 2 \cdot 4 = 12$ ), найдем:

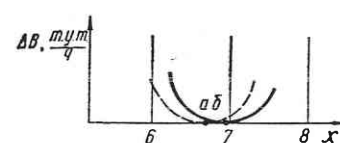
$$\chi = \frac{12}{0,38 \left[ \frac{1000 \cdot 120}{24 300} - \left( \frac{1}{0,35} - \frac{1}{0,38} \right) \right]} = 6,7 \approx 7.$$

Следовательно, на газе должны работать блоки общей номинальной мощностью 700 МВт, а на твердом топливе соответственно 500 МВт.

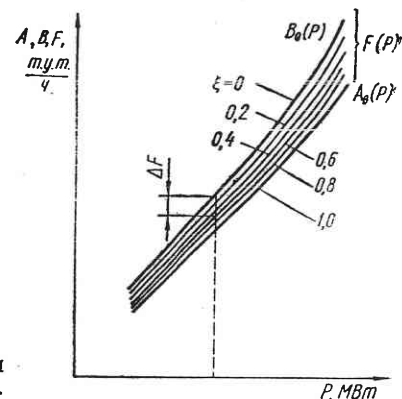
Заметим, что округление  $\chi$  до целого значения несколько изменяет расход топлива  $A$  при соблюдении сформулированных выше условий или требует внесения поправки в них. Так как приемлемо только последнее, то целесообразно в условие распределения нагрузки (равенство относительных приростов) вводить коэффициент  $\alpha$ . В нашем примере  $\alpha = \frac{7}{6,7} = 1,04$ , что несколько снизит нагрузку блоков, работающих на топливе  $A$ , компенсируя этим увеличение  $\chi$  с 6,7 до 7,0.

На рис. III.6 показана зависимость перерасхода топлива  $\Delta B$  (по сравнению с оптимальным) от мощности агрегатов, работающих на лимитированном топливе  $A$ . Расчет сделан по методу, описанному на с. 90. Приближенное решение по (III-30) (точка  $a$ ) очень близко к оптимальному (точка  $b$ ), а округленные значения полностью совпадают.

**Сжигание двух видов топлива в топках одних и тех же котлов.** Оптимизация режима в этом случае осуществляется поддержанием наивыгоднейшего соотношения между двумя видами сжигаемого топ-



III.6. Зависимость перерасхода топлива от числа агрегатов, работающих на лимитированном топливе.



III.7. Расходные характеристики при сжигании смеси топлива  $A$  и  $B$  в различных пропорциях.

лива в зависимости от заданной суммарной нагрузки с учетом технико-экономических характеристик котлоагрегатов, соответствующих их состоянию в каждый момент времени.

Найдем условия оптимальности режима. Целевая функция может быть записана как минимум расхода эквивалентного (включающего лимитированное и минимизируемое) топлива за планируемый период времени  $T$ , сжигаемого в топках  $n$  котлов

$$\int_0^T \sum_{i=1}^n F_{i,t} dt \rightarrow \text{мин.} \quad (III-31)$$

Характеристики эквивалентного топлива найдем, вводя коэффициент  $\xi$ , определяющий долю лимитированного топлива  $A$  в полном расходе топлива данного котла, т. е.

$$\xi = \frac{A}{A+B}. \quad (III-32)$$

Если расходные характеристики котлоагрегата при раздельном сжигании (в чистом виде) только топлив  $A$  и  $B$  обозначим  $A_0(P)$  и  $B_0(P)$ , то можно предположить, что семейство расходных характеристик при совместном сжигании (в различных пропорциях) двух видов топлива расположится между этими характеристиками (рис. III.7). Допустим, что добавка более экономичного топлива будет снижать расход смеси («эквивалентного топлива»)  $F$  на величину  $\Delta F$ , пропорциональную доле топлива  $A$  в суммарном расходе топлива:

$$\Delta F = (B_0 - A_0) \frac{A}{A+B} = (B_0 - A_0) \xi. \quad (III-33)$$

Тогда расходная характеристика при одновременном сжигании двух видов топлива будет:

$$F(P) = B_0(P) - \Delta F(P) = \xi A_0(P) + (1 - \xi) B_0(P), \quad (\text{III-34})$$

а соответствующая характеристика относительных приростов:

$$f(P) = \xi a_0(P) + (1 - \xi) b_0(P). \quad (\text{III-35})$$

Здесь  $a_0(P)$  и  $b_0(P)$  — ХОП, получающиеся при сжигании топлив  $A$  и  $B$  соответственно (в чистом виде, не совместно). При  $\xi = 1$   $F(P)$  обращается в  $A(P)$ , при  $\xi = 0$  — в  $B(P)$ .

Как и ранее, уравнение связи — изопериметрическое условие, определяющее заданный расход лимитируемого топлива  $A$ :

$$M = \int_0^T \sum_{j=1}^n A_{jt} dt - A_{\text{пл}} = \int_0^T \sum_{j=1}^n \xi_{jt} F_{jt} dt - A_{\text{пл}} = 0, \quad (\text{III-36})$$

и условие баланса электрических нагрузок (если рассматриваются блоки) или паровых нагрузок котлоагрегатов (при работе последних на общий паропровод):

$$E_t = P_{\Sigma t} - \sum_{j=1}^n P_{jt} = 0. \quad (\text{III-37})$$

Потери и расход на собственные нужды в уравнения не вводим. Составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{j=1}^n [A_{0jt} \xi_{jt} + B_{0jt} (1 - \xi_{jt})] + \varepsilon_t E_t + \mu M. \quad (\text{III-38})$$

Дифференцируем  $\Phi$  по  $2n$  независимым переменным  $P_{jt}$  и  $\xi_{jt}$  и приравниваем частные производные нулю

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{jt}} = f_{jt} - \varepsilon_t + \mu \xi_{jt} f_{jt} = 0,$$

откуда

$$f_{jt} (1 + \mu \xi_{jt}) = [a_{0jt} \xi_{jt} + b_{0jt} (1 - \xi_{jt})] (1 + \mu \xi_{jt}) = \varepsilon_t, \quad (\text{III-39})$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \xi_{jt}} = A_{0jt} - B_{0jt} + \mu [2A_{0jt} \xi_{jt} + B_{0jt} - 2B_{0jt} \xi_{jt}] = 0.$$

Отсюда

$$\frac{B_{0jt} - A_{0jt}}{B_{0jt} - 2\xi_{jt} (B_{0jt} - A_{0jt})} = \mu. \quad (\text{III-40})$$

Из предыдущего ясно, что множитель Лагранжа  $\varepsilon_t$ , представляющий собой общестанционный ОПРТ, является функцией изменяющейся во времени нагрузки, а множитель  $\mu = \text{const}$  — во всем периоде  $T$  планирования режима.

Зависимость  $\Delta F$  от  $\xi$  может выражаться некоторой нелинейной фун-

кцией  $\Delta F = (B_0 - A_0) \zeta(\xi)$ , определяемой по результатам испытаний котла. Тогда уравнение (III-40) примет вид:

$$\mu = \frac{(B_0 - A_0) \frac{\partial \zeta}{\partial \xi}}{B_0 - (B_0 - A_0) \left( \zeta + \xi \frac{\partial \zeta}{\partial \xi} \right)}. \quad (\text{III-41})$$

Практически всегда можно с достаточной точностью аппроксимировать  $\zeta$  полиномом второй степени  $\zeta = r\xi + s\xi^2$  (при  $r + s = 1$ ). Тогда

$$\mu = \frac{(B_0 - A_0) (r + 2s\xi)}{B_0 - (B_0 - A_0) (2r\xi + 3s\xi^2)}. \quad (\text{III-42})$$

Уравнение (III-40) может быть решено относительно  $\xi_{jt}$ :

$$\xi_{jt} = \frac{A_{0jt} - B_{0jt} (1 - \mu)}{2\mu (B_{0jt} - A_{0jt})}. \quad (\text{III-43})$$

При  $\xi_{jt} = 0$  из выражения (III-39) получаем обычные условия экономического распределения нагрузки:

$$f_{jt} = b_{0jt} = \varepsilon_t.$$

При сжигании в топке данного котла только лимитированного топлива ( $\xi_{jt} = 1$ ) получаем:

$$f_{jt} (1 + \mu) = a_{0jt} (1 + \mu) = \varepsilon_t.$$

В этом случае задача будет определенной, если на ТЭС имеется один или больше котлов, работающих на двух видах топлива. Выражение  $(1 + \mu)$  представляет собой множитель  $\alpha$ , который мы получили бы, если бы в целевую функцию включили только лимитируемое топливо  $A$ , а не полный расход  $F$ . Если расход топлива  $A$  не ограничен, то  $\mu = 0$  (или  $\alpha = 1$ ).

Проанализируем выражение (III-40). Допустим, что расход менее экономичного топлива  $B$  при той же нагрузке превышает расход топлива  $A$  в  $(1 + k)$  раз, т. е.  $B_{0jt} = (1 + k) A_{0jt}$ . Тогда  $B_{0jt} - A_{0jt} = (1 + k) A_{0jt} - A_{0jt}$ . Отсюда

$$\mu = \frac{k A_{0jt}}{(1 + k) A_{0jt} - 2\xi_{jt} k A_{0jt}} = \frac{k_{jt}}{1 + k_{jt} (1 - 2\xi_{jt})}. \quad (\text{III-44})$$

Подставляя предельные значения  $\xi$  (1 и 0), можно найти диапазон изменения величины  $\mu$ .

В табл. 10 показаны пределы изменения  $\mu$  для нескольких соотношений экономичности топлив.

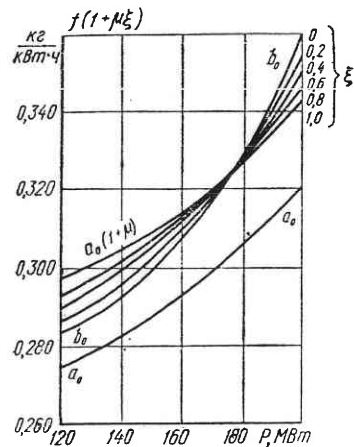
Как видим, диапазон возможного изменения  $\mu$  очень невелик.

На рис. III.8 показаны зависимости приведенного ОПРТ (III-39) от нагрузки, рассчитанные для одного конкретного случая, при  $\mu = 1,06$ .

Приближенный расчет режима при сжигании двух видов топлива в топках одних и тех же котлов. Точный расчет режима по приведенным здесь выражениям и его реализация может снизить расход

нелимитируемого топлива на 0,1—0,2%. Однако обязательным условием получения этой экономии является использование в расчетах действительных ХОП  $a_0(P)$  и  $b_0(P)$ , определенных с достаточной точностью и соответствующих состоянию котлоагрегата в данный период времени.

При этом соотношение  $\xi$  должно изменяться с течением времени в соответствии с изменениями суммарной нагрузки, а параметр  $\mu$  оставаться неизменным. Однако осуществление такого режима затруднено тем, что текущие расходы топлив  $A$  и  $B$  не могут быть из-



III.8. Пример зависимости относительного прироста расхода эквивалентного топлива (при сжигании двух видов топлива) от нагрузки.

и те же горелки повышается механический недожог. Более целесообразно подавать газ и пыль через горелки, расположенные в различных ярусах.

Однако во многих случаях  $\xi$  приходится изменять при изменении нагрузки. При снижении нагрузки для обеспечения устойчивости горения факела целесообразно в большей степени снижать расход пыли и в меньшей степени уменьшать расход газа, т. е. увеличивать  $\xi$ . При выборе соотношения газ — пыль приходится учитывать также получающуюся при этом температуру в топке и степень ее зашлакованности. Общая теория пока не может учесть все эти факторы, что диктует применение приближенных решений.

При планировании расходов топлива обычно пользуются удельными расходами топлива. Если на период  $T$  данной ТЭС запланирована выработка электроэнергии  $\mathcal{E}_{пл}$  МВт · ч, то при заданном на этот период среднем удельном расходе топлива  $\delta_F$  т. у. т./МВт · ч, общий расход условного топлива составит  $F_{пл} = \mathcal{E}_{пл} \delta_F$  т. у. т.

Допустим, что запланировано в течение этого периода израсходовать  $A_{пл}$  более экономичного, лимитируемого топлива в т. у. т.; тогда среднее соотношение  $\xi$  составит  $\xi_{пл} = A_{пл} : F_{пл}$ .

Таблица 10. Значения множителя  $\mu$

$B_0 : A_0 = \frac{1}{1+k}$	1,08	1,04	1,02	1,01
$\xi = 1$	0,0870	0,0416	0,0204	0,0101
$\xi = 0$	0,0740	0,0384	0,0196	0,0099

мерены с достаточной точностью, а при сжигании твердого топлива измерение практически невозможно.

Поэтому при эксплуатационных расчетах обычно отказываются от изменения соотношения  $\xi$  в соответствии с требованиями экономичности, поддерживая его постоянное значение, при котором обеспечивается наилучшее совместное сгорание обоих видов топлива.

Наблюдаются случаи, когда при вдувании в топку газа и пыли через одни

Если  $\xi$  значительно отличается от оптимального  $\xi_{опт}$  (по высказанным выше технологическим соображениям), то на смеси должна работать только часть котлов, а остальные — на топливе  $A$  (при  $\xi_{пл} > \xi_{опт}$ ) или на топливе  $B$  ( $\xi_{пл} < \xi_{опт}$ ).

Приблизить режим к оптимальному можно следующим образом. Условия экономичности (III-39) требуют равенства приведенных относительных приростов

$$f_{j_t} (1 + \mu \xi_{j_t}) = \varepsilon_t \quad (III-45)$$

Если с некоторым приближением принять, что соотношение  $B_0 = A_0 (1 + k)$  распространяется и на ОПРТ (что требует дальнейшего исследования в производственных условиях), т. е.  $b_0 = a_0 (1 + k)$ , то

$$f_{j_t} = a_0 \xi_{j_t} + (1 - \xi_{j_t}) a_0 (1 + k) = a_0 [1 + k_j (1 - \xi)]. \quad (III-46)$$

Тогда, обозначив

$$\zeta_{j_t} = (1 + \mu \xi_{j_t}) [1 + k_j (1 - \xi_{j_t})], \quad (III-47)$$

запишем условие оптимального режима в виде:

$$a_{0j_t} \zeta_{j_t} = \varepsilon_t \quad (III-48)$$

Следовательно, распределение нагрузки между блоками, сжигающими два вида топлива, можно вести по ХОП, соответствующим сжиганию одного вида топлива, умноженным на коэффициенты, учитывающие соотношение расходов топлив  $A$  и  $B$  и различие в экономичности их сжигания. Заметим, что условия экономичности требуют, чтобы параметр  $\mu$  был одинаковым для всех агрегатов, что, имея в виду малый диапазон возможного его изменения, легко сделать путем «припасовки».

**Пример.** На период  $T = 720$  часов ТЭС задана выработка электроэнергии  $\mathcal{E}_{пл} = 504 \cdot 10^3$  МВт · ч и запланирован средний удельный расход топлива  $\delta_F = 0,360$  т. у. т./МВт · ч. Необходимый полный расход топлива составит  $F_{пл} = 504 \cdot 10^3 \cdot 0,36 = 181,4 \cdot 10^3$  т. у. т.

Запланированный на этот период расход газа составляет  $61,5 \cdot 10^6$  нм<sup>3</sup>, что соответствует  $A_{пл} = 72 \cdot 10^3$  т. у. т.

Среднее на планируемый период соотношение  $\xi$  (доля топлива  $A$ )  $\xi = 72 : 181,4 \approx 0,4$ .

Допустим, что для одной группы агрегатов (индекс 1) по технологическим соображениям нужно повысить долю газа, а для другой (индекс 2) — можно несколько снизить ее. Если первая группа имеет вдвое меньшую мощность, чем вторая, т. е.  $\frac{P_2}{P_1} = 2$ , то, принимая по технологическим соображениям для первой группы  $\xi = 0,50$ , из условия баланса расхода газа ( $\xi_1 - \xi_{пл}$ )  $P_1 = (\xi_{пл} - \xi_2) P_2$ , найдем:

$$\xi_2 = \xi_{пл} - (\xi_1 - \xi_{пл}) \frac{P_1}{P_2} = 0,40 - (0,50 - 0,40) \frac{1}{2} = 0,35.$$

По данным эксплуатации за предыдущее время  $k_1 = 0,04$  и  $k_2 = 0,03$ . Тогда по (III-44) значения  $\mu$  будут равны 0,04 и 0,0298.



В расчет введем  $(0,04 + 2 \cdot 0,0298) : 3 = 0,0332$ . По (III-47)

$$\xi_1 = (1 + 0,0332 \cdot 0,50) [1 + 0,04 (1 - 0,50)] = 1,037,$$

$$\xi_2 = (1 + 0,0332 \cdot 0,35) [1 + 0,03 (1 - 0,35)] = 1,021.$$

Следовательно, условия наивыгоднейшего распределения нагрузки будут:

$$1,037 a_{01t} = \varepsilon_t,$$

$$1,021 a_{02t} = \varepsilon_t.$$

Как видим, множители  $\xi_i$  отличаются друг от друга всего на 1,5%.

**Об оптимизации режима ТЭС, работающих на нескольких видах топлива.** Методы оптимизации режима ТЭС, использующие три или четыре вида топлива, еще не разработаны. Использование методов динамического программирования затрудняется резким возрастанием размерности задачи (гл. VIII). Аналитическое решение также оказывается чрезвычайно сложным. Удовлетворительное решение может быть найдено путем приведения задачи распределения нагрузки при нескольких видах топлива к задаче с двумя видами топлива, но возможность и практические приемы этого должны быть еще исследованы. Мы наметим здесь одно из возможных направлений решения этой задачи.

Лимитируемым топливом (количество которого задается) является обычно газ или жидкое топливо. Экономичность работы котлов на этих видах топлива почти одинакова, но заметно отличается от экономичности сжигания твердого топлива из-за появления в этом случае потерь с механическим недожогом и расхода энергии на пылеприготовление, а также увеличения потерь с уходящими газами. Можно предположить, что без недопустимой погрешности удастся использовать в оптимизационных задачах понятие об *эквивалентном лимитируемом топливе* (ЭЛТ), представляющем собою сумму лимитируемых видов топлива. Тогда задача сведется к оптимизации режима котельной, работающей на двух видах топлива — эквивалентном лимитируемом (А) и минимизируемом (В).

Характеристики ЭЛТ могут быть получены по формулам, аналогичным (III-34) и (III-35). Удельный расход ЭЛТ по известным расходам топлив  $A_1$  и  $A_2$  можно найти так:

$$\delta_A = \frac{A_1 + A_2}{\frac{A_1}{\delta_{A_1}} + \frac{A_2}{\delta_{A_2}}} = \frac{1}{\frac{\xi}{\delta_{A_1}} + \frac{1-\xi}{\delta_{A_2}}},$$

где

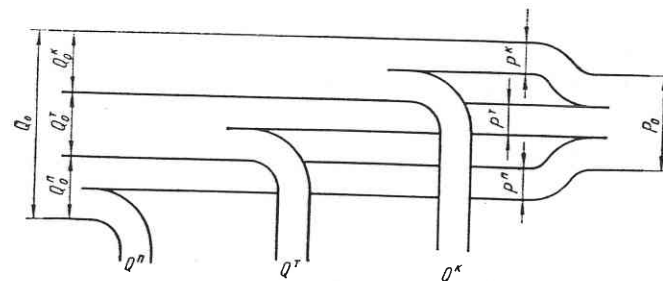
$$\xi = \frac{A_1}{A_1 + A_2}. \quad (III-49)$$

Выводы будут справедливы, если принять, что символы  $A_1$ ,  $A_2$ , А и В обозначают не расходы, а стоимости соответствующих количеств топлива.

### § III-3. Оптимальное распределение электрической и тепловых нагрузок между турбоагрегатами с отборами пара

Турбоагрегаты с отборами пара снабжают потребителей двумя видами энергии. Поэтому задача наивыгоднейшего распределения нагрузок между ними отличается двумя специфическими чертами от той же задачи для конденсационных агрегатов, так как потребление тепла турбоагрегатами с отборами пара является функцией нескольких переменных. Способ представления таких функций может отразиться на выборе метода решения задачи.

**Способы представления энергетических характеристик турбоагрегатов с отборами пара.** Простейший способ представления характе-



III.9. Схема разделения турбины по потокам пара.

ристик основан на разделении турбоагрегата по потокам пара. Смысл такого разделения для турбины с производственным и теплофикационным отборами ясен из рис. III.9, где  $Q$  — расходы тепла,  $D$  — расходы пара и  $P$  — электрические мощности. Из рисунка видно, что через турбину проходят как бы три независимых потока пара: первый, направляющийся в производственный отбор и вырабатывающий в ЧВД<sup>1</sup> мощность  $P^П$ , второй, направляющийся в теплофикационный отбор и вырабатывающий в ЧВД и ЧСД мощность  $P^Т$ , и третий, вырабатывающий в трех частях турбины мощность  $P^K$  и направляющийся в конденсатор.

Полный расход тепла (без учета потерь в турбине)

$$Q_0 = Q_0^П + Q_0^Т + Q_0^K, \quad (III-50)$$

а электрическая мощность турбоагрегата

$$P_0 = P^П + P^Т + P^K. \quad (III-51)$$

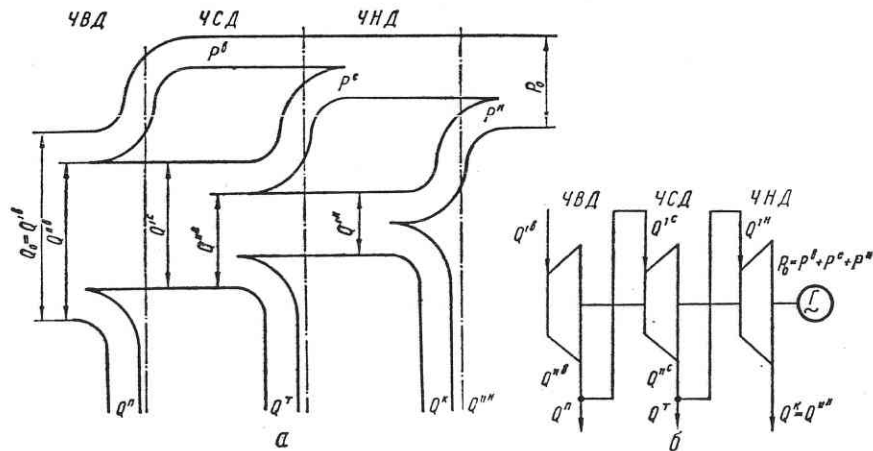
Это дает возможность заменить расходную характеристику турбоагрегата  $Q_0 = f(Q^П, Q^Т, P_0)$ , являющуюся функцией трех переменных, тремя функциями  $Q_0^П = f_1(P^П)$ ,  $Q_0^Т = f_2(P^Т)$  и  $Q_0^K = f_3(P^K)$  при параметрах  $Q^П$  и  $Q^Т$ .

<sup>1</sup> ЧВД, ЧСД, ЧНД — части высокого, среднего и низкого давления турбины.

Такое разделение предполагает линейность энергетических характеристик. Однако в действительности они нелинейны, и это вносит погрешности в дальнейшие расчеты.

Метод разделения турбоагрегата по потокам применяется только для проектных расчетов.

Для оптимизационных расчетов удобнее применять способ разделения турбоагрегата на части различного давления, показанный на рис. III.10.



III.10. Схема разделения турбины на части по давлениям:

а — энергетическая диаграмма; б — схема турбины;  $Q^П$ ,  $Q^Т$  и  $Q^K$  — расходы тепла, соответствующие расходам пара  $D^П$ ,  $D^Т$  и  $D^K$ .

ЧВД и ЧСД рассматриваются как турбины с противодавлением, а ЧНД — как конденсационная турбина. Частям высокого и среднего давления соответствуют по две расходные характеристики потребления и отдачи тепла.

ЧНД соответствует только одна расходная характеристика

$$Q^n = f^n(P^n).$$

Потери в генераторе и механические потери невелики и линейно зависят от нагрузки генератора, что позволяет условно распределить их между характеристиками всех частей пропорционально нагрузкам. Потери в турбине не учитываются.

Тогда

$$P_0 = P^a + P^c + P^n, \quad (III-52)$$

где  $P^a$  — нагрузка части высокого давления;

$P^c$  — нагрузка части среднего давления;

$P^n$  — нагрузка части низкого давления.

Очевидно также, что

$$Q_0 = Q^a, \quad (III-53)$$

$$Q^П = Q^a - Q^c, \quad (III-54)$$

$$Q^Т = Q^c - Q^n. \quad (III-55)$$

Разделение турбоагрегата на части различного давления соответствует физическим процессам расширения пара в турбине, и такой способ задания энергетических характеристик очень точен.

**Использование диаграммы режимов.** Диаграмма режимов и пользование ею были рассмотрены в § II-4. Для оптимизационных расчетов по диаграмме режимов можно построить расходную характеристику  $Q_0 = f(D^П, D^Т, P_0)$  в табличной форме, что удобно при использовании метода динамического программирования (глава VIII), или представить ее в аналитической форме. С большой степенью точности расходную характеристику турбоагрегата с отборами можно записать в виде:

$$Q_0 = Q_{x,x} + q^П D^П + q^Т D^Т + q_r^Э P - \sum_{k=1}^{r-1} (q_{k+1}^Э - q_k^Э) P_{эк,k}, \quad (III-56)$$

(учитываются только те члены, для которых  $P > P_{эк,k}$ ). Здесь  $Q_{x,x}$  — условный расход тепла на холостой ход при отсутствии отборов пара, Гкал/ч;

$q^П$ ,  $q^Т$  — относительные приросты расхода тепла при изменении величины отборов и постоянной электрической нагрузке, т. е.

$$q^П = \frac{\partial Q_0}{\partial D^П}; \quad q^Т = \frac{\partial Q_0}{\partial D^Т}; \quad (III-57)$$

$q_k^Э$  — относительные приросты расхода тепла на производство электрической энергии, Гкал/МВт · ч, при работе на  $k$ -м участке расходной характеристики, т. е. при  $P_{k-1} < P \leq P_k$ ,

$$q_k^Э = \frac{\partial Q_0}{\partial P} \quad (k = 1, \dots, r); \quad (III-58)$$

$P_{эк,k}$  — нагрузки турбоагрегата, соответствующие точкам излома расходных характеристик и зависящие от расходов пара в отборе,

$$P_{эк,k} = P_{0k} - \alpha_k D^П - \beta_k D^Т, \quad (III-59)$$

где  $P_{0k}$  — нагрузки, соответствующие точкам излома расходных характеристик при  $D^П = 0$  и  $D^Т = 0$  и являющиеся неизменными для данного типа турбины;  $\alpha_k$ ,  $\beta_k$  — постоянные (для турбин данного типа) коэффициенты, МВт · ч/т, определяющие изменение положения точки излома расходной характеристики при изменении величины отбора.

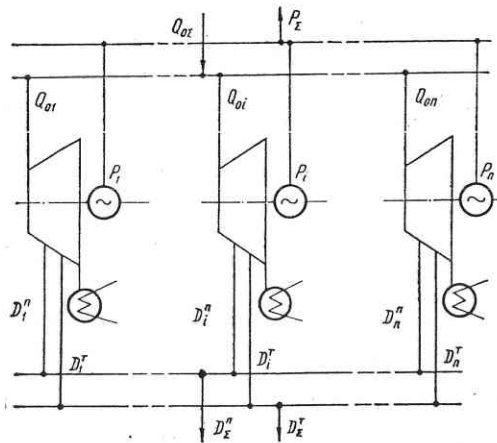
С помощью диаграммы режимов можно определить минимальную и максимальную электрическую нагрузку турбогенератора в зависимости от  $D^П$  и  $D^Т$  (II-21) и (II-22).

Расходные характеристики турбоагрегатов с противодавлением могут быть представлены в виде:

$$Q_0 = q_0 + k_P Q_P, \quad (III-60)$$

где  $Q_P$  — тепловая нагрузка турбины, Гкал/ч,  $k_P = f_P(Q_P)$  — относительный прирост расхода тепла в свежем паре при увеличении тепловой нагрузки турбины.

Условия наиболее выгодного совместного распределения нагрузок между турбоагрегатами с отборами пара при аналитическом представлении их характеристик. Как было показано в § III-1, условия наиболее выгодного распределения нагрузок между котлоагрегатами или между конденсационными турбоагрегатами очень просты.



III.11. Схема ТЭЦ с тремя паропроводами различных давлений.

Рассмотрим ТЭЦ с тремя паропроводами различных давлений, схема которой изображена на рис. III.11.

В реальных схемах ТЭЦ иногда не предусматривается параллельная работа по производственной нагрузке. Но для наиболее общего случая в рассматриваемой схеме такой режим предусмотрен.

Требуется распределить заданные электрическую  $P_\Sigma$  и тепловые  $D_\Sigma^П$  и  $D_\Sigma^T$  нагрузки между  $n$  однотипными агрегатами, исходя из условия минимизации суммарного расхода тепла  $Q_{0\Sigma}$ , т. е. найти

$$Q_{0\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{0i} \rightarrow \text{мин} \quad (\text{III-61})$$

при следующих ограничениях вида равенств (балансы нагрузок):

$$L^\Sigma = P_\Sigma - \sum_{i=1}^n P_i = 0, \quad (\text{III-62})$$

$$L^T = D_\Sigma^T - \sum_{i=1}^n D_i^T = 0, \quad (\text{III-63})$$

$$L^П = D_\Sigma^П - \sum_{i=1}^n D_i^П = 0, \quad (\text{III-64})$$

и неравенств (допустимые пределы изменения нагрузки):

$$P_{i\text{мин}} \leq P_i \leq P_{i\text{макс}}, \quad (\text{III-65})$$

$$D_{i\text{мин}}^T \leq D_i^T \leq D_{i\text{макс}}^T, \quad (\text{III-66})$$

$$D_{i\text{мин}}^П \leq D_i^П \leq D_{i\text{макс}}^П. \quad (\text{III-67})$$

Очевидно, что выбор  $P_i, D_i^T, D_i^П$  ( $i = 1, \dots, n$ ) влияет на суммарный расход свежего пара турбинным цехом.

Для решения задачи воспользуемся методом неопределенных множителей Лагранжа. Ограничения вида неравенств (III-65) — (III-67) учитываются методами, изложенными в § III-1. Составим вспомогательную функцию с учетом уравнений связи (III-62), (III-63) и (III-64):

$$\Phi = \sum_{i=1}^n Q_{0i} + \lambda_\Sigma \left( P_\Sigma - \sum_{i=1}^n P_i \right) + \lambda_T \left( D_\Sigma^T - \sum_{i=1}^n D_i^T \right) + \lambda_П \left( D_\Sigma^П - \sum_{i=1}^n D_i^П \right). \quad (\text{III-68})$$

Для дальнейшего используем аналитическую форму записи расходной характеристики турбины с регулируемым отбором пара (III-56).

Подставляя выражение (III-56) в уравнение (III-68), получим для двухступенчатой ХОП:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n [Q_{x.x_i} + q_i^П D_i^П + q_i^T D_i^T + q_{i,r}^\Sigma P_i - \Delta q_i^\Sigma P_{\Sigma k_i}] + \lambda_\Sigma L^\Sigma + \lambda_T L^T + \lambda_П L^П, \quad (\text{III-69})$$

где  $\Delta q_i^\Sigma = q_i^\Sigma - q_i^r$  — приращение ОПРТ,  $r = 1, 2$ .

Находим частные производные по всем независимым переменным и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = q_{i,r}^\Sigma - \lambda_\Sigma = 0 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (\text{III-70})$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial D_i^T} = q_i^T - \Delta q_i^\Sigma \frac{\partial P_{\Sigma k_i}}{\partial D_i^T} - \lambda_T = 0 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (\text{III-71})$$

или, введя  $\frac{\partial P_{\Sigma k_i}}{\partial D_i^T} = -\beta_i$ , из (III-59), найдем:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial D_i^T} = q_i^T + \Delta q_i^\Sigma \beta_i - \lambda_T = 0. \quad (\text{III-72})$$

Аналогично:  $\frac{\partial P_{\Sigma k_i}}{\partial D_i^П} = -\alpha_i$  и

$$\frac{\partial \Phi}{\partial D_i^П} = q_i^П + \frac{\partial q_i^П}{\partial D_i^П} D_i^П + \Delta q_i^\Sigma \alpha_i - \lambda_П = 0 \quad (i = 1, \dots, n). \quad (\text{III-73})$$

В выражениях (III-72) и (III-73) принимается:  $q_i^T = \text{const}$ ,  $q_i^П = f(D_i^П)$ , что соответствует действительности (рис. II.21).

Таким образом, оптимальный режим ТЭЦ определяется решением системы уравнений (III-62) — (III-64) и (III-70) — (III-72) с учетом (III-65) — (III-67). Упрощая первые три из этих уравнений, получим:

$$q_{i,r}^\Sigma = \lambda_\Sigma, \quad (\text{III-74})$$

$$q_{i_{пр}}^T = q_i^T + \Delta q_i^{\ominus} \beta_i = \lambda_T, \quad (III-75)$$

$$q_{i_{пр}}^{\Pi} = q_i^{\Pi} + \frac{\partial q_i^{\Pi}}{\partial D_i^{\Pi}} D_i^{\Pi} + \Delta q_i^{\ominus} \alpha_i = \lambda_{\Pi}, \quad (III-76)$$

где  $q_{i_{пр}}^T$  и  $q_{i_{пр}}^{\Pi}$  называются соответственно *приведенными относительными приростами расхода тепла по теплофикационной и производственной нагрузкам*. Они учитывают влияние изменения тепловых нагрузок на экономичность производства электрической энергии.

Приведенные ОПРТ  $q_{i_{пр}}^T$  и  $q_{i_{пр}}^{\Pi}$  имеют определенное число уровней, равное числу линейных участков расходной характеристики, причем одному и тому же значению тепловой нагрузки могут соответствовать различные их уровни. Это зависит от электрической нагрузки, определяющей рабочий участок расходной характеристики. Этим уровням соответствуют максимальные величины отборов пара, называемые *экономическими теплофикационными (или производственными) нагрузками*,  $D_{эк_k}^T$  или  $D_{эк_k}^{\Pi}$  (рис. II.19), число которых равно числу точек излома расходной характеристики. Значения  $D_{эк_k}^T$  и  $D_{эк_k}^{\Pi}$  соответствуют той величине отбора, при которой вынужденная теплофикационная мощность турбины становится равной ее экономической электрической нагрузке  $P_{эк_k}$  и турбина, при дальнейшем возрастании нагрузки, переходит на следующий участок расходной характеристики. Максимальное значение экономической тепловой нагрузки  $D_{эк_k}^{TO}$  соответствует  $D^{\Pi} = 0$ .

Из (III-59) и (II-21) имеем:

$$D_{эк_k}^{TO} = \frac{P_{0_k} - P_{мин_0}}{\beta_k + \gamma^T}, \quad (III-77)$$

а

$$D_{эк_k}^T = D_{эк_k}^{TO} - \frac{\alpha_k + \gamma^{\Pi}}{\beta_k + \gamma^T} D^{\Pi}. \quad (III-78)$$

Аналогично:

$$D_{эк_k}^{\Pi} = \frac{P_{0_k} - P_{мин_0}}{\alpha_k + \gamma^{\Pi}}, \quad (III-79)$$

$$D_{эк_k}^{\Pi} = D_{эк_k}^{\Pi} - \frac{\beta_k + \gamma^T}{\alpha_k + \gamma^{\Pi}} D^T. \quad (III-80)$$

На рис. II.19 и II.21 изображены типичные графики для  $q_i^{\ominus}$ ,  $q_{пр}^T$  и  $q_{пр}^{\Pi}$ . Так как  $q_{пр}^{\Pi}$  не монотонно возрастающая функция, то решение систем (III-62) — (III-64), (III-74) — (III-76) не определяет наилучшее распределение нагрузок. Поэтому, как и для турбоагрегатов без отборов, электрическую и тепловые нагрузки ТЭЦ следует распределить в порядке возрастания ОПРТ  $q_r^{\ominus}$ ,  $q_{пр}^T$  и  $q_{пр}^{\Pi}$  до величин, соответ-

ствующих их экономическим максимальным значениям. Отсюда вытекает следующий порядок решения задачи.

По формулам (III-75) и (III-76) находим приведенные относительные приросты расхода тепла по теплофикационной и производственной нагрузкам  $q_{i_{пр}}^T$  и  $q_{i_{пр}}^{\Pi}$  для всех участков характеристик каждого  $i$ -го агрегата.

Задаемся начальными значениями производственных нагрузок  $D_i^{\Pi}$ . Так как расчет нагрузок выполняется итерационно, то безразлично, каковы будут первоначальные  $D_i^{\Pi}$ . Необходимо только, чтобы их сумма была равна заданной суммарной производственной нагрузке. Однако для ускорения сходимости целесообразно распределить производственную нагрузку пропорционально номинальным электрическим мощностям турбин.

Таблица 11. Приведенные ОПРТ и экономические нагрузки турбин

Тип	$q_{пр}^T$	$q_{пр}^{\Pi}$	$D_{эк}^{TO}$	$D_{эк}^{ПО}$
	$\frac{\Gamma_{кал}}{T}$		$\frac{T}{ч}$	
ВПТ-25-3	0,220 0,242	0,450 0,480	19,8	87,5
ВПТ-50-2	0,200 0,236 0,290	0,490 0,523 0,562	75,5 93,2	77,7 96,3
ВПТ-50-3	0,185 0,211 0,279	0,600 0,654 0,794	88,8 155,0	92,0 160,0

Далее по значениям  $D_i^{\Pi}$  и  $q_{i_{пр}}^T$  по формуле (III-78) определяем экономические теплофикационные нагрузки и распределяем теплофикационную нагрузку станции в порядке возрастания приведенных приростов  $q_{i_{пр}}^T$ . В результате распределения получаем значения теплофикационных нагрузок турбин  $D_i^T$ . По полученным  $D_i^T$  по формуле (III-80) определяем экономические производственные нагрузки и распределяем суммарную производственную нагрузку в порядке возрастания  $q_{i_{пр}}^{\Pi}$ . Получив  $D_i^{\Pi}$ , повторяем вычисления.

Расчет оканчивается тогда, когда нагрузки  $D_i^{\Pi}$  на двух последовательных шагах итерации отличаются для одних и тех же турбин не более, чем на заранее заданную величину. По найденным значениям теплофикационных и производственных нагрузок и по значениям электрических приростов распределяем электрическую нагрузку.

**Пример.** Рассмотрим распределение нагрузок между тремя теплофикационными турбинами: ВПТ-25-3, ВПТ-50-2 и ВПТ-50-3. Исходные данные по турбинам приведены в табл. 11 и 12.

Распределяемые нагрузки следующие:

$$P_{\Sigma} = 110 \text{ МВт}, D_{\Sigma}^T = 150 \text{ т/ч}, D_{\Sigma}^{\Pi} = 150 \text{ т/ч}.$$

По формулам (III-75) — (III-76) определяем приведенные относительные приросты, а по (III-77) и (III-79) максимальные значения экономических нагрузок  $D_{эк}^{TO}$  и  $D_{эк}^{ПО}$  (табл. 12). Распределяем нагрузку



Таблица 12. Параметры экономических характеристик турбин

Тип	$Q_{x,x}$		$q^T$		$q^{\text{э}}$		$q_1$		$q_2$		$P_{\text{эк}_1}$		$\alpha_1$		$\beta_1$		$P_{\text{эк}_2}$		$\alpha_2$		$\beta_2$		$P_{\text{мин}_0}$		$\gamma^{\text{п}}$		$\gamma^T$		$P_{\text{макс}_0}$		$\Psi$		$i_2$		
	Гкал	ч	Гкал	ч	Гкал	МВт·ч	Гкал	МВт·ч	Гкал	МВт·ч	МВт	МВт	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т	МВт·ч	Т		
ВПТ-25-3	8,0		2,1		2,31		—		—		23,3		0,141		0,105		—		—		0,164		—		0,1		0,115		0,215		25,5		0,108		0,143
ВПТ-50-2	20,0		2,0		2,2		2,44		2,44		56,0		0,164		0,184		0,184		65,0		0,164		0,184		18,0		0,181		0,325		72,0		0,112		0,184
ВПТ-50-3	15,0		1,8		2,1		2,75		2,75		50,0		0,215		0,105		0,105		79,6		0,215		0,105		10,0		0,210		0,345		72,0		0,125		0,097

Таблица 13. Ход расчета оптимальных нагрузок турбин

№ шага	$D_{\text{эк}_1}^T$		$D_{\text{эк}_2}^T$		$D_{\text{эк}_3}^T$		$D_{\text{эк}_1}^{\text{п}}$		$D_{\text{эк}_2}^{\text{п}}$		$D_{\text{эк}_3}^{\text{п}}$		$D_1^T$		$D_2^T$		$D_3^T$		$D_1^{\text{п}}$		$D_2^{\text{п}}$		$D_3^{\text{п}}$		
	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	МВт	Т	
0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
1	45,8		35,0		20,5		96,2		18,8		35,0		96,2		18,8		35,0		96,2		64,0		60,0		60
2	18,6		45,5		47,7		114,4		0		45,5		104,5		45,5		104,5		104,5		87,5		44,5		41,5
3	0		55,7		55,9		122,6		0		55,7		94,3		0		94,3		94,3		87,5		29,4		33,1
4	0		68,0		37,9		117,1		0		68,0		87,0		0		87,0		87,0		87,5		11,1		51,4
5	0		75,5		17,0		93,7		0		75,5		74,5		75,5		74,5		74,5		87,5		0		62,5

$D_{\Sigma}^{\text{п}}$  между турбинами пропорционально их номинальной электрической мощности:  $D_1^{\text{п}} = 30$  т/ч,  $D_2^{\text{п}} = D_3^{\text{п}} = 60$  т/ч.

Дальнейший расчет сведен в табл. 13. Проследить ход расчета можно, читая таблицу по строкам сверху вниз. Ввиду простоты примера, критерием окончания расчета будет совпадение производственных нагрузок на двух соседних шагах итерации. Оптимальные нагрузки теплофикационного и производственного отборов в табл. 13 обведены прямоугольниками.

По (II-21) определяем вынужденные электрические мощности турбоагрегатов:

$$P_1^T = 0,1 + 0,115 \cdot 87,5 + 0,215 \cdot 0 = 10,2 \text{ МВт},$$

$$P_2^T = 18 + 0,181 \cdot 0 + 0,325 \cdot 75,5 = 42,6 \text{ МВт},$$

$$P_3^T = 10,0 + 0,21 \cdot 62,5 + 0,345 \cdot 74,5 = 48,8 \text{ МВт},$$

$$P_1^T + P_2^T + P_3^T = 101,6 \text{ МВт} < 110 \text{ МВт}.$$

По (II-22) определяем максимальные электрические мощности турбоагрегатов, соответствующие оптимальным тепловым нагрузкам:

$$P_{\text{макс}_1} = 25,5 + 0,109 \cdot 87,5 + 0,143 \cdot 0 = 35 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{макс}_2} = 72 + 0,112 \cdot 0 + 0,184 \cdot 75,5 = 85,9 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{макс}_3} = 72 + 0,125 \cdot 62,5 + 0,037 \cdot 84,5 = 87 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{макс}_1} + P_{\text{макс}_2} + P_{\text{макс}_3} = 207,9 \text{ МВт} > 110 \text{ МВт}.$$

По (III-59) определяем экономические электрические нагрузки:

$$P_{\text{эк}_1} = 23,3 - 0,141 \cdot 87,5 - 0,105 \cdot 0 = 10,9 \text{ МВт},$$

$$P_{\text{эк}_2} = 56 - 0,164 \cdot 0 - 0,184 \cdot 75,5 = 42,1 \text{ МВт},$$

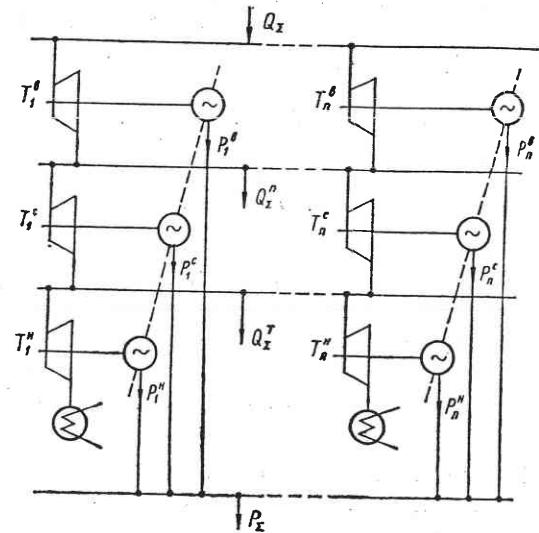
$$P_{\text{эк}_3} = 79,6 - 0,215 \cdot 62,5 - 0,105 \cdot 74,5 = 58,4 \text{ МВт}.$$

Так как  $P_{\text{эк}_2} < P_2^T$ , то  $P_2 = P_2^T = 42,6$  МВт.

Так как  $q_3^{\text{э}} = 1,8$  меньше  $q_1^{\text{э}} = 2,1$ , то нагрузка, равная  $110 - 101,6 = 8,4$  МВт, передается третьему агрегату. Итого:

$$P_1 = 10,2 \text{ МВт}, P_2 = 42,6 \text{ МВт}, P_3 = 57,2 \text{ МВт}.$$

Условия наивыгоднейшего распределения нагрузок при представлении турбины в виде частей различного давления. На рис. III.12



III.12. Эквивалентная схема ТЭЦ.

изображена схема ТЭЦ, эквивалентная показанной на рис. III.11. Она составлена на основе метода последовательного разделения турбин, предложенного В. М. Горнштейном. Суммарный расход тепла станцией

$$Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (III-81)$$

где  $Q_i$  — расход тепла  $i$ -м турбоагрегатом.

Составляем уравнения баланса по электрической нагрузке и по каждому паропроводу:

$$L^{\Sigma} = P_{\Sigma} - \sum_{i=1}^n (P_i^b + P_i^c + P_i^h) = 0, \quad (III-82)$$

$$L^{\Pi} = Q_{\Sigma}^{\Pi} - \sum_{i=1}^n (Q_i^b - Q_i^c) = 0, \quad (III-83)$$

$$L^{\Gamma} = Q_{\Sigma}^{\Gamma} - \sum_{i=1}^n (Q_i^c - Q_i^h) = 0. \quad (III-84)$$

Составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n Q_i + \lambda_{\Sigma} L^{\Sigma} + \lambda_{\Pi} L^{\Pi} + \lambda_{\Gamma} L^{\Gamma}. \quad (III-85)$$

Так как каждая часть турбины рассматривается как турбина с противодавлением, то ей соответствует лишь одна независимая переменная — электрическая мощность.

Дифференцируем функцию Лагранжа по всем  $3n$  независимым переменным и, обозначив частные производные

$$\frac{\partial Q_i^b}{\partial P_i^b} = q_i^b, \quad \frac{\partial Q_i^b}{\partial P_i^c} = q_i^{b,c}, \quad \frac{\partial Q_i^c}{\partial P_i^c} = q_i^c, \quad (III-86)$$

$$\frac{\partial Q_i^c}{\partial P_i^h} = q_i^{c,h}, \quad \frac{\partial Q_i^h}{\partial P_i^h} = q_i^h, \quad \frac{\partial Q}{\partial P} = q^{\Sigma},$$

дифференцируем ее по всем независимым переменным:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i^b} = -\lambda_{\Sigma} + q_i^b - \lambda_{\Pi} q_i^{b,c}, \quad (III-87)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i^c} = q_i^c - \lambda_{\Sigma} + \lambda_{\Pi} q_i^{c,h} - \lambda_{\Gamma} q_i^{c,h} = 0, \quad (III-88)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i^h} = -\lambda_{\Sigma} + q_i^h + \lambda_{\Gamma} q_i^{c,h} = 0. \quad (III-89)$$

Уравнения (III-87) и (III-89) совместно с уравнениями связи (III-82) — (III-84) образуют систему из  $3(n+1)$  уравнений, необходимых для нахождения  $n$  значений наивыгоднейших нагрузок  $D^{\Pi}$ ,  $D^{\Gamma}$ ,  $P$  и трех множителей Лагранжа. Преобразуя уравнения (III-87) —

(III-89), можно привести их к виду, отображающему условия равенства ОПРТ:

$$\frac{1}{q_i^b} (\lambda_{\Sigma} - q_i^{b,c}) = \dots = \frac{1}{q_i^h} (\lambda_{\Sigma} - q_i^{c,h}) = -\lambda_{\Pi} = \frac{\partial Q}{\partial Q_{\Pi}}, \quad (III-90)$$

$$\frac{1}{q_i^c} (\lambda_{\Sigma} - q_i^c + \frac{\partial Q}{\partial Q_{\Pi}} q_i^{c,h}) = \dots = \frac{1}{q_i^h} (\lambda_{\Sigma} - q_i^h + \frac{\partial Q}{\partial Q_{\Pi}} q_i^{c,h}) = -\lambda_{\Gamma} = \frac{\partial Q}{\partial Q_{\Gamma}}, \quad (III-91)$$

$$q_i^h = \dots = q_i^h. \quad (III-92)$$

Практически удовлетворить эти условия не всегда представляется возможным из-за разрывности характеристик относительных приростов, поэтому величины нагрузок отдельных агрегатов (частей) определяются в порядке возрастания относительных приростов.

Необходимость учета режима энергосистемы при выборе оптимального режима ТЭЦ. Оптимальное распределение нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ определяется не только характеристиками турбин, но и режимом работы энергосистемы, в которую входит рассматриваемая ТЭЦ.

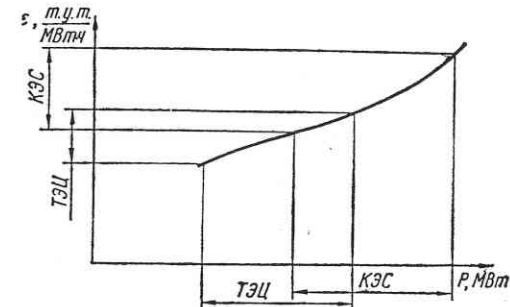
На рис. III.13 показана ХОП энергосистемы, соответствующая некоторому определенному составу работающего оборудования. Диапазоны изменения ОПРТ и, соответственно, нагрузок ТЭЦ и КЭС<sup>1</sup> отмечены стрелками.

Минимальная электрическая нагрузка системы соответствует сумме минимальных (по техническим условиям) нагрузок работающих агрегатов. Если электрическая нагрузка остается небольшой, а возрастает тепловая нагрузка, то она должна покрываться паровыми котлами через редукционно-охладительные установки (РОУ) или специально устанавливаемыми отопительными котлами.

При возрастании электрической нагрузки увеличивается ОПРТ системы и общестанционный ОПРТ ТЭЦ на производство электроэнергии  $\varepsilon$ . При этом изменяются условия равенства ОПРТ и могут измениться уровни ОПРТ на производство тепловой энергии  $q^{\Pi}$  и  $q^{\Gamma}$  некоторых турбин, что приводит к необходимости перераспределения тепловой нагрузки между турбоагрегатами даже при постоянстве ее суммарной величины.

При дальнейшем увеличении суммарной электрической нагрузки все турбоагрегаты ТЭЦ достигнут максимума допустимой для них

<sup>1</sup> КЭС — конденсационная электростанция.



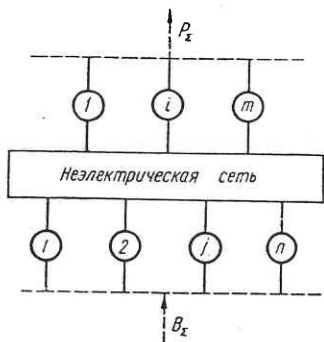
III.13. Характеристика относительных приростов энергосистемы, имеющей ТЭЦ и конденсационные электростанции (КЭС).

нагрузки и начнут нагружаться менее экономичные агрегаты КЭС. В этом случае ОПРТ системы может оказаться больше максимального ОПРТ, при котором работают агрегаты ТЭЦ.

В противном случае ТЭЦ небольшой мощности может оказаться настолько малоэкономичной, что ее минимальный ОПРТ будет выше общесистемного ОПРТ. Тогда агрегаты ТЭЦ будут оставаться с минимальными нагрузками, а возрастающая тепловая нагрузка будет покрываться через РОУ.

#### § III-4. Учет влияния неэлектрических сетей

В некоторых случаях тепловые электростанции и их агрегаты связаны между собой неэлектрическими сетями сравнительно большой протяженности. В виде примера укажем теплофикационные сети крупных городов или промышленных комбинатов, имеющих 2—3 ТЭЦ, и паропроводы<sup>1</sup> на станциях с поперечными связями. Сюда относятся неэлектрические сети промышленных предприятий — газопроводы, трубопроводы сжатого воздуха, водопроводные сети.



III.14. Расчетная схема.

В тех случаях, когда эти сети связывают две или большее число установок, питающих их паром, водой или газом, должна быть определена необходимость учета влияния неэлектрической сети на режим энергоустановок.

Рассмотрим метод расчета оптимального режима энергетической установки с учетом этого влияния на примере паропроводов ТЭС с поперечными связями.

**Особенности неэлектрических сетей.** Прежде всего покажем различие между электрической и паровой сетями с точки зрения ведения оптимального режима. В электрической сети потери энергии зависят от распределения нагрузки, а в паропроводах они практически постоянны, так как зависят, в основном, от температуры пара.

В электрической сети реализация того или иного распределения активной нагрузки определяется положением векторов напряжений (относительно вращающейся системы координат), что не связано непосредственно с показателями качества энергии. Невозможность осуществления заданного распределения активной нагрузки может возникнуть лишь косвенным путем из-за ограничений по уровням напряжений.

В паровой сети возможность реализации желательного распределения нагрузки непосредственно связана с важнейшим параметром, определяющим качество энергии, — давлением. Кстати заметим, что это

<sup>1</sup> Обращаем внимание учащихся на необходимость правильной постановки условия в словах «паропровод», «газопровод», «водопровод» и т. д. (а не «паропровод»).

свойство сближает паровую сеть с электрической при распределении реактивной нагрузки, так как возможность осуществления заданного распределения ее в сети определяется качественным показателем — напряжением.

**Оптимизация режима ТЭС.** Рассмотрим режим ТЭС, имеющей  $n$  паровых котлов ( $j = 1, \dots, n$ ), связанных с  $m$  паровыми турбинами ( $i = 1, \dots, m$ ) паровой сетью произвольной конфигурации (рис. III.14). Суммарный расход топлива  $B_{\Sigma}$  должен быть сведен к минимуму при условии покрытия общей нагрузки турбоагрегатов  $P_{\Sigma}$ .

Зависимость расхода топлива на выработку пара номинальных параметров (что отмечается индексом «н») определяется расходными характеристиками  $B_{i_n}(D_i)$  и ХОП  $b_{i_n}(D_i)$ . Аналогично для турбин имеем расходные характеристики  $D_{i_n}(P_i)$  и ХОП  $d_{i_n}(P_i)$ .

Распределяемая по рассматриваемой сети энергия (носителем которой является пар) характеризуется двумя качественными показателями — давлением и температурой.

Оба этих показателя влияют на экономические характеристики котлов и турбин. Кроме того, давление оказывает решающее влияние на возможность реализации заданного распределения нагрузки, так как значения давления на выходах котлоагрегатов определяют распределение нагрузки между котлами. В то же время значения давления на входах турбин зависят от давления в различных точках общего паропровода и от нагрузки турбин.

Вспомнив, что при постоянной температуре удельный объем пара обратно пропорционален давлению и что потери давления в трубопроводах пропорциональны квадрату скорости пара, приходим к выводу, что потери давления в паропроводах в сильной степени зависят от давления.

Температура пара лишь косвенно влияет на режим сети — она в некоторой степени определяет удельный объем пара (при заданном давлении), а следовательно, влияет на потери давления в участках паропровода.

Для точного решения задачи необходимо составить уравнения, учитывающие все указанные выше факторы, но, имея в виду, что сеть оказывает сравнительно небольшое влияние на экономический режим, введем упрощающие допущения.

Во-первых, примем, что температура пара не сказывается на потере давления, и откажемся от составления уравнений баланса температуры.

Во-вторых, влияние изменения давления учтем упрощенно, вводя в функцию Лагранжа уравнения связи, выражающие баланс давления, а в экономические характеристики котлов и турбин — поправочные коэффициенты.

При этих допущениях задача может быть решена следующим методом. Запишем целевую функцию, выражающую суммарный расход топлива,

$$F = B_{\Sigma} = \sum_j B_j \rightarrow \min$$

и уравнения баланса паровых нагрузок и электрической мощности

$$K = \sum_i D_i + \zeta - \sum_i D_i = 0, \quad (III-93)$$

$$E = P_\Sigma - \sum_i F_i = 0. \quad (III-94)$$

Здесь  $\zeta$  — суммарные потери пара (приведенные к номинальным параметрам) во всей сети.

Для составления уравнений связи, отражающих баланс давления, выберем в паровой сети произвольную «опорную точку». Значения давления и температуры в этой точке  $p_0$  и  $t_0$  примем за начало отсчета изменения параметров  $p$  и  $t$  в сети.

Обозначим текущими индексами участки паровой сети:  $s_j$  — от котлов к опорной точке и  $r_i$  — от опорной точки до турбин. Тогда

$$S_j = p_j - \sum_s \Delta p_{j_s} - p_0 = 0 \quad (j = 1, \dots, n), \quad (III-95)$$

$$R_i = p_0 - \sum_r \Delta p_{r_i} - p_i = 0 \quad (i = 1, \dots, m). \quad (III-96)$$

Из первых  $n$  уравнений следует, что давления у котлов больше давления в опорной точке на величины суммарных потерь давления при действительных значениях расхода пара в участках паропроводов, а из  $m$  последних уравнений — что давления у турбин меньше  $p_0$  на величины потерь.

Введем неопределенные множители  $\kappa$ ,  $\varepsilon$ ,  $\mu_j$  и  $\mu_i$ , выбирая их знаки произвольно, и составим функцию Лагранжа, пренебрегая возможными малыми отклонениями давления и температуры от их номинальных значений и связанными с этим изменениями экономических характеристик:

$$\Phi = F + \kappa K + \varepsilon E - \sum_j \mu_j S_j - \sum_i \mu_i R_i. \quad (III-97)$$

Дифференцируем  $\Phi$  по нагрузкам котлов  $D_j$  и турбин  $P_i$  и приравняем частные производные нулю. Для упрощения последующей записи введем сокращенные обозначения частных производных от суммы потерь давления по расходу пара:

$$\theta_{j_s} = \frac{\partial}{\partial D_j} \sum_s \Delta p_{j_s} \quad \text{и} \quad \theta_{r_i} = \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_r \Delta p_{r_i}. \quad (III-98)$$

Тогда

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial D_j} &= \frac{\partial B_j}{\partial D_j} + \kappa \left( \frac{\partial \zeta}{\partial D_j} - 1 \right) + \sum_i \mu_i \frac{\partial}{\partial D_j} \sum_s \Delta p_{j_s} = \\ &= b_{j_n} + \kappa (\theta_j - 1) + \sum_i \mu_i \theta_{j_s} = 0, \end{aligned} \quad (III-99)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = -\varepsilon + \kappa \left( \frac{\partial D_i}{\partial P_i} + \frac{\partial \zeta}{\partial P_i} \right) + \sum_r \mu_r \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_r \Delta p_{r_i} = 0, \quad (III-100)$$

$$\begin{aligned} \text{Так как } \frac{\partial \zeta}{\partial P_i} &= \frac{\partial \zeta}{\partial D_i} \cdot \frac{\partial D_i}{\partial P_i} = \vartheta_i d_i \quad \text{и} \\ \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_r \Delta p_{r_i} &= \frac{\partial D_i}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial}{\partial D_i} \sum_r \Delta p_{r_i}, \end{aligned} \quad (III-101)$$

то

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = -\varepsilon + \kappa d_i (1 + \vartheta_i) + d_i \sum_r \mu_r \theta_{r_i}. \quad (III-102)$$

Влияние изменения давления и температуры пара на экономичность турбин можно учесть умножением расходов пара на операторы (в данном случае — переменные коэффициенты)  $k_i$ , а относительных приростов — на операторы  $a_i$ . Аналогично учтем влияние параметров  $p$  и  $t$  на расходы топлива  $B_j$ , вводя в расходные характеристики котлов операторы  $k_j$ , а в ХОП — операторы  $a_j$ .

Обратим внимание на то, что операторы  $k_i$  и  $a_i$  учитывают изменение параметров *потребляемой*, а операторы  $k_j$  и  $a_j$  *вырабатываемой* энергии, но для удобства мы введем последние в виде переменных коэффициентов при полных или относительных расходах топлива  $B_j$  или  $b_j$ .

Величины или функциональные выражения операторов определяются по заводским характеристикам или по результатам испытаний агрегатов.

Вводя операторы  $a_j$  и  $a_i$ , получим из уравнений (III-99) и (III-102):

$$\frac{a_j b_j + \sum_i \mu_i \theta_{j_s}}{1 - \vartheta_j} = \kappa \quad (j = 1, \dots, n), \quad (III-103)$$

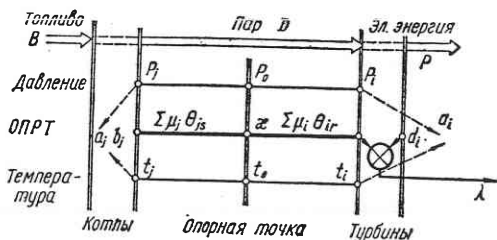
$$a_i d_i \left[ \kappa (1 + \vartheta_i) + \sum_r \mu_r \theta_{r_i} \right] = \varepsilon \quad (i = 1, \dots, m). \quad (III-104)$$

Система уравнений (III-93) — (III-96), (III-103), (III-104) дает возможность определить нагрузки котлов  $D_j$  и турбин  $P_i$ , а также все неопределенные множители — всего  $2(m + n + 1)$  неизвестных.

**Дополнительные относительные приросты.** Выражения  $\sum_j \mu_j \theta_{j_s}$  и  $\sum_i \mu_i \theta_{r_i}$  представляют собой *дополнительные относительные приросты расхода топлива* (ДОП), необходимые для компенсации изменения параметров пара при транспортировании его от котлов к опорной точке и далее к турбинам.

Величина  $\kappa$  представляет собой общекотельный ОПРТ, приведенный к опорной точке.

Уравнения (III-103) и (III-104) уточняют физическую картину режима работы ТЭС (рис. III.15).



III.15. Схема, иллюстрирующая влияние давления и температуры пара на относительные приросты расхода топлива.



Средней жирной линией показаны значения ОПР энергии при преобразовании энергии «топливо — пар» в агрегатах  $j$ , в опорной точке и на входе в агрегаты  $i$  при преобразовании «пар — электроэнергия» и на выходе агрегатов  $i$ .

Двумя тонкими линиями обозначены давление и температура пара, значения которых определяют величины операторов  $a_j$  и  $a_i$  (что показано стрелками) и тем самым влияют на экономичность процессов преобразования энергии. Таким образом, давление двойко сказывается на выборе экономического режима — образованием ДОП и воздействием на операторы.

ДОП  $\Sigma\mu\theta$  имеют такую же размерность, как и ОПРТ  $b$  и  $\kappa$ , т. е. могут быть выражены в т. у. т./т. с. п. или в относительных единицах. В первом случае  $\theta$ , представляющие собой частные производные от давления по расходу пара, имеют размерность  $\frac{\text{ат} \cdot \text{ч}}{\text{т. с. п.}}$ .

Множители Лагранжа  $\mu$  представляют собой частные производные от расхода условного топлива по давлению и имеют размерность т. у. т./ат · ч.

Во втором случае  $\theta = \frac{\text{ат} \cdot \text{ч}}{\text{Мкал}}$ , а  $\mu = \frac{\text{Мкал}}{\text{ат} \cdot \text{ч}}$ .

Значения  $\theta$  могут быть определены расчетом изменения суммы падений давления в различных участках паропроводов при изменении нагрузки или экспериментально. Если, для примера, предположить, что суммарная потеря давления от котла до опорной точки составляет 7 ат при номинальной нагрузке 320 т/ч и номинальном давлении в опорной точке 135 ат, то можно приближенно определить  $\theta$ , полагая, что падение давления пропорционально квадрату расхода пара:

$$\Delta p = k_0 D^2. \quad (\text{III-105})$$

Здесь  $k_0$  — коэффициент пропорциональности, который может быть найден по параметрам нормального режима.

$$\text{Тогда } k_0 = \frac{\Delta p_n}{D_n^2} = \frac{7}{320^2} = 69 \cdot 10^{-6}, \frac{\text{ат} \cdot \text{ч}^2}{(\text{т. н. п.})^2}.$$

Дифференцируя (III-105), получим:

$$\theta = \frac{d(\Delta p)}{dD} = 2k_0 D = 2 \frac{\Delta p_n}{D_n^2} D. \quad (\text{III-106})$$

При номинальной нагрузке

$$\theta = 2 \cdot 69 \cdot 10^{-6} \cdot 320 = 0,0436 \frac{\text{ат} \cdot \text{ч}}{\text{т. н. п.}}$$

При расчете  $\mu$  необходимо учитывать влияние давления на энтальпию пара и на расход энергии, потребляемой питательными насосами. Если котел дает  $D$  т. н. п./ч при энтальпии перегретого пара  $i_{пе}$  Мкал/т. н. п. и питательной воды  $i_{п.в}$  и при к. п. д. (зависящем от расхода пара)  $\eta(D)$ , то, упрощая (II-13) и (II-14), найдем рас-

ход топлива на производство пара, считая другие составляющие  $Q_k^{бр}$  постоянными:

$$B = \frac{D(i_{пе} - i_{п.в})}{7000\eta(D)} \text{ т. у. т./ч.} \quad (\text{III-107})$$

Мощность, потребляемая питательными насосами  $P_{п.н}$  кВт, зависит от их к. п. д.  $\eta_{п.н}$ , расхода пара  $D \frac{\text{т. н. п.}}{\text{ч}}$ , относительной величины потерь воды  $\varphi$  и давления на выходе  $p_{п.н}$  ат. В пересчете на условное топливо (сделаем его упрощенно, по удельному расходу топлива  $\delta$  кг/кВт · ч) получим расход топлива на подачу питательной воды:

$$B_{п.н} = \frac{P_{п.н}}{1000} \delta = \frac{D p_{п.н} (1 + \varphi) \delta}{36,72 \eta_{п.н} \cdot 1000}, \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}. \quad (\text{III-108})$$

Тогда

$$\mu = \frac{\partial}{\partial \Delta p} (B + B_{п.н}) = \left[ \frac{1}{7000 \cdot \eta(D)} \frac{\partial i_{пе}}{\partial \Delta p} + \frac{(1 + \varphi) \delta}{36,72 \cdot \eta_{п.н} \cdot 10^3} \right] D. \quad (\text{III-109})$$

При небольших изменениях давления можно пренебречь влиянием его на к. п. д., что мы и делаем. Подставляя приближенные данные для нашего примера, получим

$$\begin{aligned} \mu &= \left[ \frac{1}{7000 \cdot 0,9} (-2) + \frac{1,02 \cdot 0,38}{1000 \cdot 36,72 \cdot 0,7} \right] \cdot 320 = \\ &= -0,102 + 0,004 = -0,098 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ат} \cdot \text{ч}}. \end{aligned}$$

Значение  $\frac{\partial i}{\partial p}$  взято по  $i$ -с-диаграмме для 135 ат при 540°С.

Тогда ДОП  $\mu\theta \approx -0,1 \cdot 0,0436 \approx -0,004$  т. у. т./т. н. п., т. е. составляет 3—4% от обычных значений ОПРТ станции.

Таким образом, учет ДОП необходим лишь при особо протяженных паропроводах. Однако он станет более необходимым после того, как появятся более точные методы и приборы для определения действительных значений ОПРТ в темпе производства электроэнергии.

В теплофикационных сетях, предназначенных для питания коммунальных отопительных установок, носителем энергии является вода. Отдача тепла в окружающее пространство определяется температурой воды (при имеющейся тепловой изоляции), т. е. практически не зависит от распределения энергии между ТЭЦ.

Таким образом, влияние сети может сказываться лишь на затрате энергии, расходуемой на подачу воды сетевыми насосами ТЭЦ.

При подаче в сеть  $W \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$  воды при давлении  $p$  ат потребление мощности сетевым насосом при к. п. д.  $\eta$  отн. ед. составит:

$$P_{сет} = \frac{1000 W \cdot p \cdot 10}{3600 \eta \cdot 102} = \frac{W p}{36,72 \eta} \text{ кВт.} \quad (\text{III-110})$$

При температуре воды  $t_v$  °С удельная затрата тепла на подачу воды:

$$\nu = \frac{P_{сет} \cdot 860}{W \cdot 1000 t_v} = \frac{23,4 p}{t_v \cdot \eta} \cdot 10^{-3} \text{ отн. ед.} \quad (\text{III-111})$$

Если взять даже предельные значения давления и температуры ( $p = 12$  ат,  $t_{\text{мин}} = 60^\circ \text{C}$ ), то удельный расход энергии составит около 0,007. Средний удельный расход тепла ( $1/\eta$ ) на производство тепловой энергии можно считать равным 1,5—1,2, следовательно, расход энергии на подачу воды составляет величину порядка  $\frac{0,007 \cdot 10^3}{1,3} = 0,5\%$ , которой можно пренебречь.

### § III-5. Понятие о влиянии динамических характеристик оборудования на экономичность режимов

При распределении постоянной или медленно изменяющейся нагрузки возможно применение статических характеристик основного оборудования, т. е. характеристик, соответствующих его установившемуся режиму работы.

Вопрос об учете динамических характеристик оборудования может возникнуть при переменном режиме работы ТЭС, когда суммарная нагрузка не остается практически постоянной. Надо иметь в виду, что здесь мы по-прежнему говорим об экономических характеристиках, а не о динамических характеристиках, определяющих устойчивость параллельной работы или режим систем автоматического регулирования агрегатов или станций.

При изменении нагрузки агрегаты работают в нестационарном режиме, и их экономические показатели существенно отличаются от тех же показателей при постоянной нагрузке.

Например, при возрастании нагрузки котлоагрегатов повышается температура газов в различных точках газоходов, а следовательно, и температура обмуровки и металлических частей котла. Это требует дополнительного увеличения расхода топлива и вызывает кажущееся снижение к. п. д. котла.

При последующем снижении нагрузки аккумулированное в обмуровке и металлических конструкциях котла тепло возвращается, так как температура газов снижается (за вычетом небольшой доли, израсходованной на дополнительную отдачу в окружающую среду).

Наряду с этим при возрастании или снижении нагрузки появляются невосполнимые дополнительные потери тепла вследствие ухудшения режима сгорания топлива. Некоторое отставание изменения подачи воздуха при изменениях расхода топлива приводит к увеличению механической неполноты сгорания. Увеличиваются потери с уходящими газами. При очень резких изменениях нагрузки может появиться даже химический недожог (особенно при сжигании природного газа).

Эти потери являются неизбежным следствием всякого изменения нагрузки котлоагрегатов.

Для турбоагрегатов потери динамического режима незначительны. Дополнительные потери при изменении нагрузки гидротурбин ничтожно малы. Это говорит о том, что экономически целесообразно использовать ГЭС для покрытия пиков нагрузки и дать возможность агрегатам ТЭС работать с нагрузкой, изменяющейся в небольших пределах и с небольшой скоростью.

Однако нагрузка агрегатов ТЭС не может не изменяться. Обычная для агрегатов ТЭС скорость изменения нагрузки не превышает 10 %/мин. Постоянные времени мощных энергоблоков лежат в пределах 3—5 мин (по каналу топливо — электрическая мощность). При наиболее неблагоприятных условиях эксплуатации, т. е. при резко переменном графике нагрузки (в пределах регулировочного диапазона), потери динамического режима могут достигать десятых долей процента.

Задача оптимизации режима в этих условиях заключается в том, чтобы распределять суммарную изменяющуюся нагрузку по условию минимума суммы статических и динамических потерь за определенный период времени. Это может быть достигнуто изменением нагрузки агрегатов с различной скоростью в зависимости от их индивидуальных динамических характеристик.

При этом в условие равенства ОПРТ могут быть введены коэффициенты  $k_d$  или дополнительные составляющие  $\Delta b_d$ , учитывающие динамические характеристики, т. е.

$$k_d b_i = \kappa \text{ или}$$

$$b_i + \Delta b_d = \kappa.$$

Можно ожидать, что учет динамических характеристик даже при переменных графиках нагрузки даст (с учетом приведенных выше соотношений постоянных времени) экономии не более сотых долей процента. В настоящее время нет простых и надежных методов решения этой задачи. Предложенные методы, основанные на вариационном исчислении или использующие принцип максимума Л. С. Понтрягина, пока не могут быть рекомендованы для широкого применения и требуют дальнейшей разработки и упрощения.

## Глава IV

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ГЭС И ГИДРОТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

#### § IV-1. Основные понятия о режимах ГЭС

**Влияние природных факторов на расход воды.** Поступающая в реку вода стекает по земной поверхности (поверхностное питание) или просачивается через почву (грунтовое питание). Различают три характерных состояния реки:

1. Межень — период, когда река имеет главным образом грунтовое питание. Этот период наблюдается у большинства рек Советского Союза летом, а также зимой, если осадки выпадают в твердом виде и не тают.

2. Половодье — ежегодно повторяющийся период усиленного поверхностного стока, вызванного весенним снеготаянием, а в горных районах — летним таянием снегов и ледников.

3. Паводок — нерегулярно повторяющийся период усиления поверхностного стока, вызванного сильными дождями и зимними оттепелями.

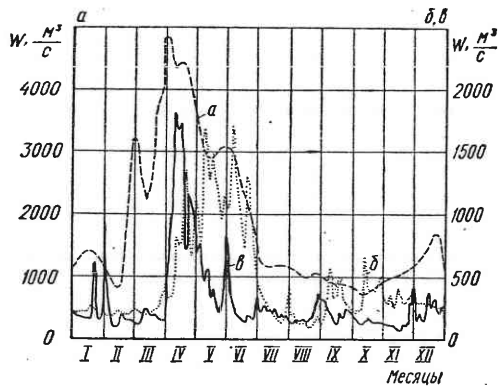
Расход воды в реках в течение года непрерывно изменяется в очень широких пределах. На характер колебаний речного стока оказывают влияние топографические, климатические и геолого-почвенные условия бассейна, определяющие его индивидуальные особенности, по которым реки можно разделить на несколько основных типов.

Равнинные реки, составляющие значительное большинство рек СССР, основную часть стока получают весной за счет таяния снега

(рис. IV.1, кривая *a*). Например, на Волге за 2—2,5 месяца половодья проходит около 60% годового стока.

Реки с озерным питанием характеризуются более равномерным стоком, так как озера накапливают паводковые воды и повышают за счет этого меженные расходы. К рекам этого типа относятся Нева, Ангара, многие реки Карелии и Кольского полуострова.

Реки с ледниковым питанием, к которым относится большинство рек Кавказа и Средней Азии, получают оснегов и ледников (рис. IV.1,



IV.1. Гидрографы рек:

*a*) р. Днепр у с. Лодманская балка за 1923 г.; *б*) р. Куры у с. Мингечаур за 1948 г.; *в*) р. Днестра у с. Каменка за 1956 г.

новной сток при летнем таянии горных рек (кривая *б*).

Реки с преобладающим дождевым и ливневым питанием — реки южных районов (Закавказье, юг Украины), не имеющих значительного снежного покрова (рис. IV.1, кривая *в*).

**Понятие о долгосрочном и краткосрочном прогнозировании режима водотока.** Изучением речного стока занимается инженерная гидрология, важнейшей задачей которой является прогнозирование уровней и расходов воды, объема стока, времени вскрытия и замерзания рек и т. д. Различают прогнозы экстренные, даваемые на несколько часов, краткосрочные, на период до 10—15 суток, и долгосрочные, на время более 10—15 суток. Для рациональной эксплуатации водохозяйственных установок наибольшее значение имеют долгосрочные прогнозы, а краткосрочные в основном важны для гидростанций без регулирования или с суточным регулированием.

Краткосрочное прогнозирование уровней и расходов воды крупных рек основано на гидрометрических методах с использованием данных водомерных постов, расположенных вдоль реки, для предсказания режима водотока в нижнем течении по наблюдениям в верхнем. Длительность периода, на который составляется прогноз, зависит от времени добегания воды между постами и составляет обычно от нескольких часов до 12—15 суток.

Поступление воды в реки средней величины оценивается по наблюдениям на небольшом бассейне — индикаторе, характеристики которого совпадают со средними для бассейна всей реки.

Для малых рек, имеющих небольшое время добегания воды либо очень резкие изменения формы гидрографа, наиболее целесообразно составлять прогнозы режима стока по данным текущих метеорологических наблюдений.

В зависимости от режима стока можно в годовом его цикле выделить две характерные группы гидрологических фаз. К первой относятся фазы, в которых сток реки в основном определяется предшествовавшей гидрометеорологической обстановкой, а текущие условия вносят лишь некоторые коррективы. Это весеннее половодье, а также зимняя межень, сток которой зависит от запасов влаги, накопленной ранее в бассейне реки.

Методы долгосрочного гидрологического прогнозирования этой фазы основываются на данных о предшествовавшей обстановке в бассейне реки. Так, объем весеннего половодья зависит от толщины снежного покрова, влагонасыщенности бассейна и глубины промерзания грунта. Количество испаряющейся воды и интенсивность снеготаяния зависят от метеорологических условий весны, а потому не могут быть точно учтены заранее.

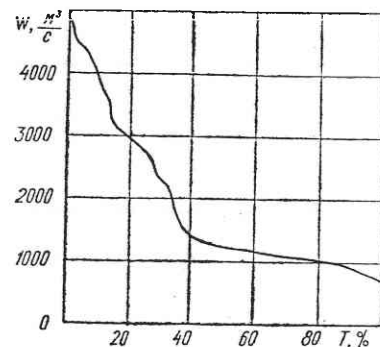
Ко второй группе относятся фазы, когда сток реки зависит главным образом от текущих метеорологических явлений. Например, в фазе дождевых паводков предыдущая гидрометеорологическая обстановка сказывается на режиме реки незначительно.

Для фаз второй группы качество прогноза речного стока зависит от точности метеорологических прогнозов.

**Гидрограф. Обеспеченная мощность. Регулирование водотока.** Для характеристики речного стока в течение года строится гидрограф, т. е. хронологический (календарный) график среднесуточных расходов. Гидрографы, построенные для любой реки за несколько лет, показывают, что в распределении речного стока по времени существует определенная цикличность с длительностью каждого цикла около года.

Хотя гидрографы за различные годы никогда точно не совпадают, они все же имеют некоторые общие черты. Это позволяет вести водохозяйственные и гидроэнергетические расчеты, пользуясь данными лишь о трех характерных гидрологических годах, выбранных из длительного гидрологического ряда, — маловодном, среднем по водности и многоводном.

Ответ на вопрос, как часто наблюдались расходы, превышающие любую заданную величину, дает график обеспеченности среднесуточных расходов (рис. IV. 2), по оси абсцисс которого отложено время



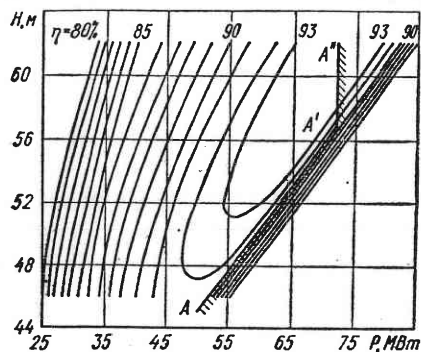
IV.2. Кривая обеспеченности среднесуточных расходов р. Днепр, построенная по гидрографу рис. IV.1, *a*.

в процентах (за 100% принято 365 дней). По графику может быть определен расход (а следовательно, и мощность) при той или иной обеспеченности.

Режим естественных расходов воды в реке не совпадает с режимом ее потребления на производство электрической энергии и другие нужды, вследствие чего возникает необходимость в перераспределении естественного стока, т. е. в его регулировании. С этой целью сооружаются водохранилища, которые задерживают избыточный естественный приток в то время, когда естественный расход воды больше необходимого для потребителей. Накопленная вода используется в периоды, когда естественные расходы становятся меньше необходимых для повышения мощности и выработки энергии ГЭС. По продолжительности цикла регулирования, т. е. по времени наполнения и опорожнения, определяющих емкость водохранилища, различаются водохранилища краткосрочного (суточного, недельного) и долгосрочного (годового и многолетнего) регулирования. Последние используются также и для краткосрочного регулирования.

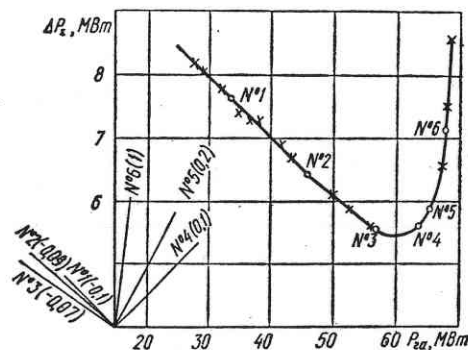
### § IV-2. Экономические характеристики гидростанций

**Характеристики относительных приростов агрегатов и расходные характеристики.** При расчетах оптимальных режимов используются расходные характеристики и характеристики относительных приростов расхода воды (ОПРВ) гидроагрегатов, а также характеристики верх-



IV.3. Эксплуатационная универсальная характеристика радиально-осевой турбины РО-211,  $D_1 = 4,1$  м,  $n = 125$  об/мин:

AA' — линия 5%-ного запаса мощности по турбине, A'A'' — линия ограничения мощности по генератору.



IV.4. Кривая потерь мощности гидроагрегата (с турбиной РО-211 и генератором СВ 850/190-48) для напора  $H = 56$  м и ее графическое дифференцирование:

x — точки кривой, найденные путем расчета (табл. 14); o — точки касания прямых, параллельных лучам; числа в скобках (у номеров лучей) — угловые коэффициенты.

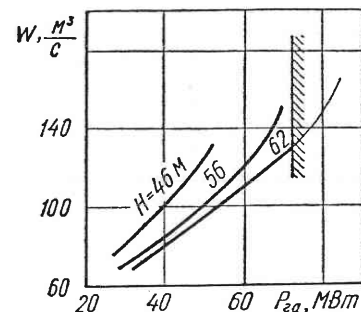
него и нижнего бьефов гидростанций. Расходные характеристики и ХОП гидроагрегатов, как правило, строятся по универсальным характеристикам гидротурбин. Эти характеристики представляют собой линии равных значений к. п. д. гидротурбин  $\eta_T$  (в координатах мощность — напор, рис. IV.3) и получаются при испытании моделей в лаборатории или реальных гидротурбин на действующих гидростанциях.

До настоящего времени для построения расходных характеристик и ХОП применяется преимущественно метод потерь, предложенный В. М. Горнштейном. Для каждого значения напора по эксплуатационной универсальной характеристике турбины определяется зависимость потерь мощности  $\Delta P_T$  от мощности турбины  $P$  и производится ее сглаживание (рис. IV.4):

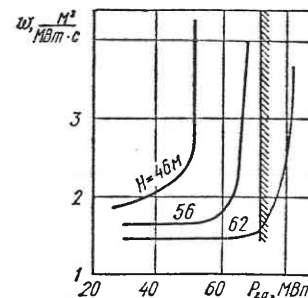
$$\Delta P_T = \frac{1 - \eta_T}{\eta_T} P, \text{ МВт.} \quad (IV-1)$$

Потери напора  $\Delta H$  в водоподводящих сооружениях снижают мощность на валу турбины на величину  $\Delta P_H$ :

$$\frac{W(H - \Delta H)\eta_T}{102} = \frac{WH\eta_T}{102} - \frac{W\Delta H\eta_T}{102} = P - \Delta P_H, \text{ МВт.} \quad (IV-2)$$



IV.5. Расходная характеристика гидроагрегата с турбиной РО-211 и генератором СВ 850/190-48.



IV.6. Характеристика относительных приростов гидроагрегата с турбиной РО-211 и генератором СВ 850/190-48.

Здесь  $W$  — расход воды,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $H$  — напор, м;  $\eta_T$  — к. п. д. турбины в относительных единицах.

Если  $\eta_G$  — к. п. д. генератора, то его потери

$$\Delta P_G = (P - \Delta P_H)(1 - \eta_G) \text{ МВт.} \quad (IV-3)$$

Таким образом, полезная нагрузка гидроагрегата  $P_{га} = P - \Delta P_H - \Delta P_G$ , а общие потери составляют  $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_T + \Delta P_H + \Delta P_G$ .

Расход воды  $W$  гидроагрегата при напоре  $H$  м и полезной нагрузке  $P_{га}$  МВт будет:

$$W = \frac{102}{H} (P_{га} + \Delta P_{\Sigma}) = \frac{102}{H} \cdot \frac{P_{га}}{\eta_{га}} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (IV-4)$$

где к. п. д. гидроагрегата  $\eta_{га} = \eta_T \eta_G$ .

На семейство расходных характеристик гидроагрегата (рис. IV.5), построенных для различных напоров, наносятся линии ограничения по мощности турбины, соответствующие линиям ограничения на универсальных характеристиках (на рис. IV.3 эти линии отмечены штриховкой), а также линия ограничения по активной мощности генератора, равной его номинальной кажущейся мощности (при  $\cos \varphi = 1,0$ ).



ХОП гидроагрегатов лучше строить не по расходной характеристике, а путем дифференцирования характеристики потерь. Из (IV-4) имеем:

$$\omega = \frac{\partial W}{\partial P_{га}} = \frac{102}{H} \left( 1 + \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{га}} \right) \frac{M^3}{MBT \cdot c} \quad (IV-5)$$

Численное дифференцирование удобнее всего выполнять графически, проводя касательные к кривой потерь. Для большей точности можно нанести ряд лучей под заранее известными углами и параллельно им провести касательные к кривой потерь. Затем для каждой касательной определить мощность, соответствующую точке касания, а из выражения (IV-5) найти значение относительного прироста (табл. 14).

Таблица 14. Пример расчета характеристики потерь в гидроагрегате (турбина РО-211, генератор СВ 850/190-48) при напоре  $H = 56$  м

1. Нагрузка турбины $P$ , МВт	28,7	30,3	...	69,4	70,4
2. К. п. д. турбины $\eta_T$ , отн. ед.	0,80	0,81	...	0,92	0,91
3. Потери в турбине $\Delta P_T$ , МВт	7,2	7,1	...	6,0	7,0
4. К. п. д. генератора $\eta_G$ , отн. ед.	0,965	0,966	...	0,978	0,978
5. Потери в генераторе $\Delta P_G$ , МВт	1,01	1,03	...	1,53	1,55
6. Суммарные потери $\Delta P_{\Sigma}$ , МВт	8,21	8,13	...	7,53	8,55
7. Нагрузка гидроагрегата $P_{га}$ , МВт	27,7	29,3	...	67,9	68,8

Можно построить ХОП гидроагрегата (рис. IV.6) непосредственно по его рабочей характеристике  $\eta_{га} = f(P_{га})$ , где  $\eta_{га} = \eta_T \cdot \eta_G$  и  $P_{га} = (P - \Delta P_H) \eta_T \approx P \eta_T$ , пользуясь выражением:

$$\omega = \frac{\partial W}{\partial P_{га}} = \frac{\partial \left( \frac{102 P_{га}}{H \eta_{га}} \right)}{\partial P_{га}} = \frac{102}{H \eta_{га}} \left( 1 - \frac{P_{га}}{\eta_{га}} \frac{\partial \eta_{га}}{\partial P_{га}} \right) \quad (IV-6)$$

В точке, соответствующей максимальному значению к. п. д.,  $\frac{\partial \eta_{га}}{\partial P_{га}} = 0$ , тогда

$$\omega = \frac{102}{H \eta_{га}} = \frac{W}{P_{га}} = \omega_{уд} \quad (IV-7)$$

что видно из (IV-4). Следовательно, в точке максимальной экономичности ОПРТ равен удельному расходу воды (как было указано в § II-2 относительно расходов тепла, рис. II.4).

Были попытки измерять относительный прирост гидроагрегата непосредственно «по прямому балансу» с помощью приростомера. Действие его основано на замере разности расходов воды  $W_2$  и  $W_1$  по перепаду давлений  $\Delta h$  (пропорциональному квадрату расхода) в двух точках спиральной камеры при изменении мощности на  $\Delta P = (2,5 \div 5 \text{ МВт})$

$$\omega \approx \frac{W_2 - W_1}{P_2 - P_1} = k \frac{\sqrt{\Delta h_2} - \sqrt{\Delta h_1}}{\Delta P} \quad (IV-8)$$

Теоретически относительный прирост может быть определен тем точнее, чем меньше интервал мощности при определении разности рас-

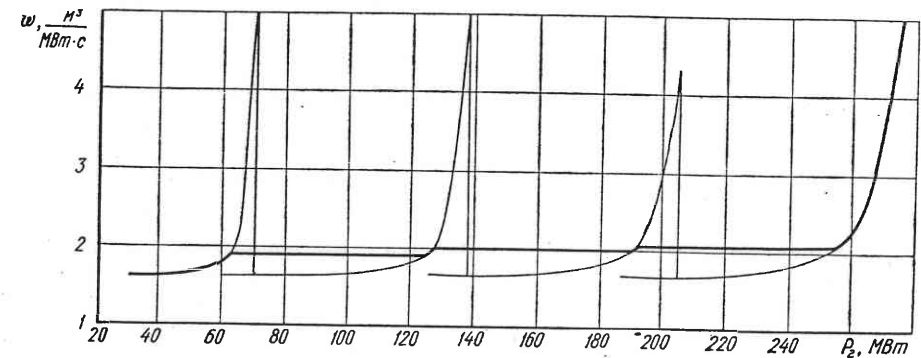
ходов. С другой стороны, ошибка в определении относительных приростов тем больше, чем ближе друг к другу значения  $\sqrt{\Delta h_2}$  и  $\sqrt{\Delta h_1}$ ,  $P_2$  и  $P_1$  из-за погрешностей измерения.

**Расходные характеристики и ХОП ГЭС.** При построении расходных характеристик и ХОП ГЭС обычно считают, что ее однотипные агрегаты имеют идентичные характеристики, поэтому для построения расходной характеристики ГЭС при любом числе работающих агрегатов достаточно умножить нагрузку и расход воды одного агрегата на их число, т. е.  $P_r = n P_1$  и  $W_r = n W_1$  аналогично построению обобщенной характеристики котельной (§ II-3) (рис. IV.7).

Относительный прирост гидростанции при нагрузке  $P_r \approx n P_1$  равен относительному приросту одного агрегата при нагрузке  $P_1$ , так как

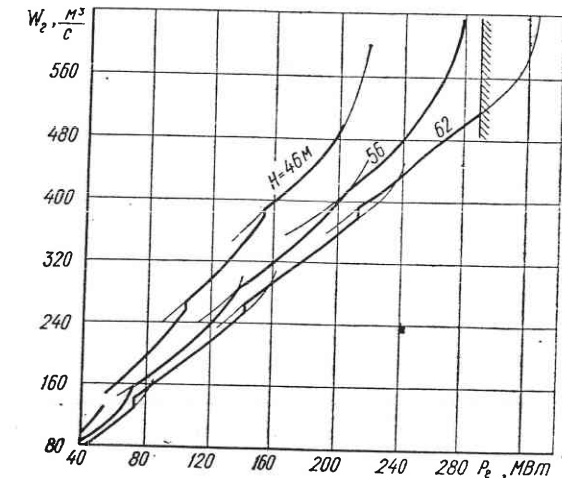
$$\omega_r = \frac{\partial W_r}{\partial P_r} = \frac{n \partial W_1}{n \partial P_1} = \omega_1 \quad (IV-9)$$

Так же, как и при построении расходных характеристик, строят несколько ХОП для разных напоров.



IV.8. Характеристика относительных приростов ГЭС.

Обычно для расчетов наиболее выгодного распределения нагрузки в энергосистемах и объединениях используются характеристики относительных приростов тепловых электростанций для определенного состава оборудования, тогда как ХОП ГЭС строятся с учетом изменения числа работающих агрегатов (рис. IV.8). Это объясняется высокой маневренностью гидроагрегатов и незначительными пусковыми

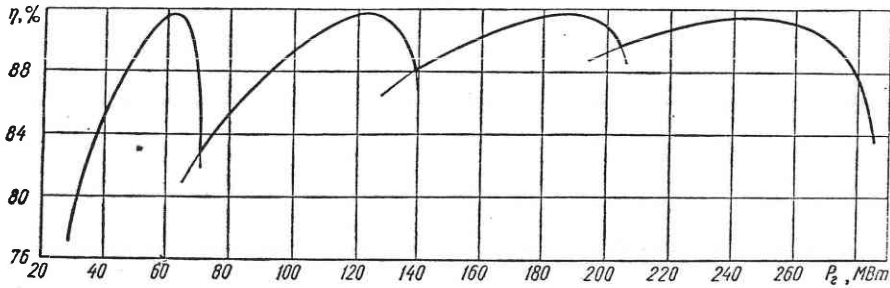


IV.7. Расходные характеристики для разных напоров ГЭС с 4 агрегатами.

расходами. При небольшом числе агрегатов (до 5—6) хорошие результаты получаются, если условием изменения числа работающих агрегатов считать равенство к. п. д. (рис. IV.9) или потерь мощности при работе  $n$  и  $n + 1$  агрегатов.

Таким образом, характеристика относительных приростов и расходная характеристика ГЭС состоит из ряда участков, соответствующих различному числу работающих агрегатов.

На каждом из этих участков относительный прирост возрастает с увеличением нагрузки, а после пуска очередного агрегата резко снижается, т. е. одному и тому же значению относительного прироста соответствует несколько значений нагрузки ГЭС.



IV.9. Рабочая характеристика ГЭС.

Обычно для практических расчетов используется сглаженная ХОП.

При значениях относительного прироста, лежащих ниже спрямленных участков (рис. IV.8), следует пользоваться ветвью для  $n$  агрегатов, а при более высоких — ветвью для  $n + 1$  агрегатов. Работа ГЭС с нагрузками, значения которых лежат внутри спрямленных участков (в так называемых зонах нежелательных нагрузок), сопряжена с дополнительными потерями, достигающими максимума при нагрузке, соответствующей разрыву непрерывности ХОП.

Учет зон нежелательных нагрузок ГЭС усложняет расчеты наиболее выгодных режимов энергосистем. Однако отказ от учета зон нежелательных нагрузок при числе агрегатов на ГЭС от 2 до 8 связан с дополнительными потерями воды, достигающими 0,5—3,5% для радиально-осевых турбин и 0,05—0,8% для поворотно-лопастных турбин. Кроме того, нельзя допускать работу ГЭС в некоторых диапазонах изменения мощности из-за кавитации (образование пузырьков воздуха в потоке воды на поверхностях рабочих колес), которая вызывает повышенный износ лопастей рабочих колес и снижение экономичности, а также сопровождается шумом и вибрацией агрегатов.

### § IV-3. Характеристики верхнего и нижнего бьефов ГЭС

Изменение напора на ГЭС вызывается изменением уровня воды в верхнем и нижнем бьефах. Уровень в верхнем бьефе определяется по характеристикам статических объемов  $v = f(z_{в.б})$  или динамических объемов  $v = \varphi(z_{в.б}, W_{ср})$  водохранилищ (рис. IV.10).

Характеристики статических объемов строятся в предположении горизонтальности зеркала водохранилища, что, строго говоря, не соответствует действительности. При расходе воды  $W_{ср}$  зеркало водохранилища не горизонтально, а превышение динамического объема над статическим, зависящее от характеристик русла, будет тем больше, чем больше расход воды.

Не весь объем притекающей в водохранилище воды  $V_{пр}$  может быть использован. Часть его  $V_{пот}$  теряется на фильтрацию и испарение, а в зимнее время на образование льда. Уравнение баланса для водохранилища за любой промежуток времени может быть записано в виде:

$$V_{пр} = V_{ст} + V_{пот} \pm \Delta V, \quad (IV-10)$$

где  $V_{ст}$  — объем вытекающей воды,  $\Delta V$  — приращение объема воды в водохранилище. Потери воды на фильтрацию и испарение зависят от уровня в верхнем бьефе водохранилища и времени года.

Для учета изменения напора в расчетах наиболее выгодного распределения нагрузки период (цикл регулирования) разбивается на  $T$  интервалов, в течение которых считаются неизменными расходы и отметки бьефов. Это дает возможность определить зависимости отметок верхнего и нижнего бьефов с учетом последствий, т. е. влияния предшествующих режимов на последующие. Найдем производную отметки верхнего бьефа для интервала  $l$  по расходу воды в один из предшествующих интервалов  $t$  ( $1 \leq t \leq l - 1$ ).

Примем, что отметка верхнего бьефа  $z_{в.б}$  является функцией текущего значения объема воды в водохранилище  $V_l$  в начале интервала  $l$ . Этот объем равен объему  $V_0$  в начале расчетного периода, сложенному с разностью объемов притока и расхода воды ( $W_{пр,t}, W_t, \text{ м}^3/\text{с}$ ) за предшествующие  $l - 1$  интервалов, т. е.

$$V_l = V_0 + \sum_{t=1}^{l-1} (W_{пр,t} - W_t) t_n, \quad (IV-11)$$

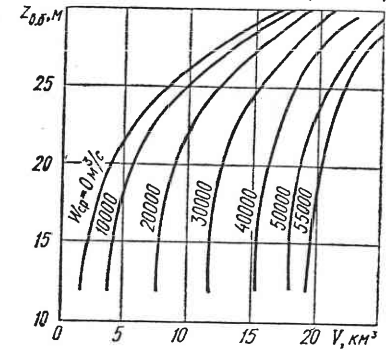
где  $t_n$  — длительность интервала  $t$ , с.

Тогда

$$\frac{\partial z_{в.б,l}}{\partial W_t} = \frac{\partial z_{в.б,l}}{\partial V_l} \cdot \frac{\partial V_l}{\partial W_t} = - \frac{\partial z_{в.б,l}}{\partial V_l} \cdot t_n \quad (IV-12)$$

(для верхнего бьефа изменение объема воды в единицу времени равно расходу воды с обратным знаком).

Производная  $\frac{\partial z_{в.б,l}}{\partial V_l}$  определяется дифференцированием кривых, показанных на рис. IV.10. — это же динамический объем (а это же статический). Характеристика нижнего бьефа для условий установившегося режима водного потока при отсутствии подпора от ГЭС, расположенной

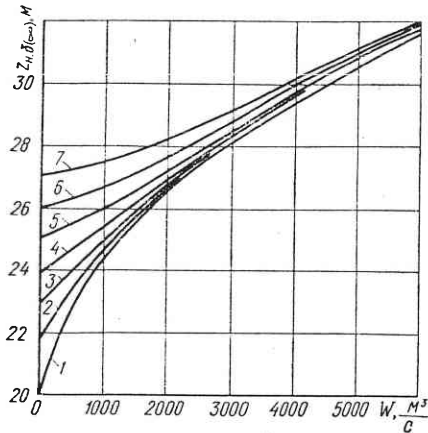


IV.10. Характеристики динамических объемов водохранилища на р. Волге.

ниже, зависит только от расхода воды, т. е.  $z_{н.б} = f(W)$ . При наличии подпора кривая связи уровня нижнего бьефа и расхода воды зависит также от отметки верхнего бьефа нижележащей ГЭС, т. е.  $z_{н.б} = f(W, z_{в.б}^n)$  (рис. IV.11).

Характеристики нижнего бьефа изменяются соответственно с состоянием русла. При наличии ледового покрова уровни нижнего бьефа определяются по летней кривой, построенной для открытого русла,

но с учетом коэффициента  $k_{зимн} = \frac{W_{зимн}}{W_{летн}}$ , равного отношению расходов воды зимой и летом, дающих одинаковые уровни нижнего бьефа.



IV.11. Кривая связи уровней нижнего бьефа и расходов воды при установившемся режиме:

1 — без учета подпора от нижележащей ГЭС; 2 — с учетом подпора при уровне водохранилища 22 м; 3 — то же, 23 м; 4 — то же, 24 м; 5 — то же, 25 м; 6 — то же, 26 м; 7 — то же, 27 м.

Строгое решение задачи с учетом переходных процессов по известным расходам даже с помощью ЭЦВМ отличается большой трудоемкостью, что требует использования при оптимизации режимов приближенных методов расчета неустановившегося движения воды в нижнем бьефе.

Рассмотрим метод, предложенный В. М. Горнштейном, под названием «экспоненты со скачком» и широко используемый при решении энергетических задач.

Решение уравнений Сен-Венана при некоторых упрощениях представляется в виде суммы двух составляющих: начального скачка уровня и последующего экспоненциального изменения. Для вывода расчетной формулы воспользуемся рис. IV.12. После длительной работы с расходом  $W_1$  и соответствующим ему установившимся уровнем нижнего бьефа  $z_{н.б}(W_1)_{\infty}$  ГЭС переходит к длительной работе с расходом  $W_2$  и соответствующим ему  $z_{н.б}(W_2)_{\infty}$ . В момент изменения расхода уровень изменится скачком на

$$\Delta z_{н.б} = k [z_{н.б}(W_2)_{\infty} - z_{н.б}(W_1)_{\infty}] = k \Delta z_{н.б(\infty)}, \quad (IV-13)$$

где  $k \leq 1$  — коэффициент, характеризующий величину начального скачка уровня.

В дальнейшем уровень изменится по экспоненте:

$$\Delta z_{н.б,t} = (\Delta z_{н.б(\infty)} - \Delta z'_{н.б}) (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) = \Delta z_{н.б(\infty)} (1 - k) (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (IV-14)$$

где  $\tau$  — постоянная времени экспоненты, ч;  $t$  — время, прошедшее от момента изменения расхода, ч.

Таким образом, уровень в момент времени  $t$

$$\begin{aligned} z_{н.б,t} &= z_{н.б}(W_1)_{\infty} + \Delta z'_{н.б} + \Delta z_{н.б,t} = \\ &= z_{н.б}(W_1)_{\infty} + \Delta z_{н.б(\infty)} [1 - (1 - k) e^{-\frac{t}{\tau}}] = z_{н.б}(W_2)_{\infty} - \\ &- \Delta z_{н.б(\infty)} (1 - k) e^{-\frac{t}{\tau}}. \end{aligned} \quad (IV-15)$$

Уровень в момент  $t + 1$ , если расход воды  $W_2$  останется прежним, согласно (IV-15) будет

$$\begin{aligned} z_{н.б,t+1} &= z_{н.б}(W_2)_{\infty} - \Delta z_{н.б(\infty)} (1 - k) e^{-\frac{t+1}{\tau}} = \\ &= z_{н.б}(W_2)_{\infty} + (z_{н.б,t} - z_{н.б}(W_2)_{\infty}) e^{-\frac{1}{\tau}}. \end{aligned} \quad (IV-16)$$

Если расход воды в момент  $t + 1$  станет  $W_{t+1}$ , то в правой части формулы (IV-16) необходимо добавить слагаемое, учитывающее «скачок» уровня в соответствии с (IV-13). Считая, что  $z_{н.б}(W_2)_{\infty} = z_{н.б(t)_{\infty}}$ , получим выражение для определения уровня в общем виде:

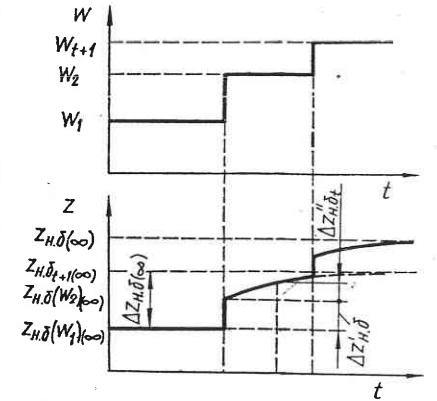
$$z_{н.б,t+1} = z_{н.б(t)_{\infty}} + (z_{н.б,t} - z_{н.б(t)_{\infty}}) e^{-\frac{1}{\tau}} + k (z_{н.б,t+1(\infty)} - z_{н.б(t)_{\infty}}). \quad (IV-17)$$

Из (IV-17) можно найти уровни в начале первого, второго и всех последующих интервалов цикла регулирования и выразить уровень в любом интервале через его значения во всех предыдущих:

$$\begin{aligned} z_{н.б,t} &= (z_{н.б_0} - k z_{н.б_0(\infty)}) e^{-\frac{t-1}{\tau}} + \\ &+ \sum_{i=1}^{t-1} z_{н.б_i(\infty)} (1 - k) (1 - e^{-\frac{1}{\tau}}) e^{-\frac{t-i-1}{\tau}} + k z_{н.б_t(\infty)}. \end{aligned} \quad (IV-18)$$

Частная производная отметки нижнего бьефа ГЭС по расходу равна:

$$\frac{\partial z_{н.б,t}}{\partial W_t} = \frac{\partial z_{н.б,t}}{\partial z_{н.б_i(\infty)}} \cdot \frac{\partial z_{н.б_i(\infty)}}{\partial W_t} = (1 - k) (1 - e^{-\frac{1}{\tau}}) e^{-\frac{t-i-1}{\tau}} \cdot \frac{\partial z_{н.б_i(\infty)}}{\partial W_t}. \quad (IV-19)$$



IV.12. Определение уровней нижнего бьефа ГЭС.

Производная  $\frac{\partial z_{н.б_{l(\infty)}}}{\partial W_t}$  определяется по кривой связи уровня нижнего бьефа для установившегося режима.

Постоянные  $\tau$  и  $k$  определяются по графикам расхода воды и уровням нижнего бьефа. Для большей точности расчетов следует принимать различные значения констант  $\tau$  и  $k$  для спада и подъема уровня нижнего бьефа (табл. 15). После введения соответствующего коэффициента запаздывания добегания воды  $\theta$  метод В. М. Горнштейна можно применить для расчета уровня нижнего бьефа в любом створе.

Таблица 15. Значения постоянных, характеризующих неустановившееся движение воды (НДВ) в нижних бьефах ГЭС (по данным В. Б. Полякова, индексы П — подъем, СП — спад)

№ п. п.	Название ГЭС и створ в нижнем бьефе	Постоянные НДВ					
		$\theta_{п}, ч$	$\theta_{сп}, ч$	$e^{-\frac{1}{\tau_{п}}}$	$e^{-\frac{1}{\tau_{сп}}}$	$K_{п}$	$K_{сп}$
1	Киевская ГЭС, створ ГЭС	0,6104	0,0000	0,8333	0,9488	0,3746	0,2646
2	Киевская ГЭС, створ 2,4 км	0,6986	0,2729	0,8435	0,9292	0,3047	0,2215
3	Киевская ГЭС, створ 20,4 км	1,6020	2,3440	0,9071	0,8852	0,0549	0,0312
4	Волжская ГЭС имени В. И. Ленина, створ ГЭС	0,0000	0,7970	0,9354	0,8621	0,3786	0,3621
5	Волжская ГЭС, створ 24 км	0,7845	0,7883	0,9684	0,9199	0,0395	0,0241
6	Волжская ГЭС, створ 62 км	1,0000	1,0140	0,9832	0,9732	0,0236	0,0000

Выражение (IV-18) дает значение уровня нижнего бьефа в начале  $l$ -го интервала, если в начале цикла регулирования уровень был установившимся, т. е. при условии, что рассматриваемый цикл не зависит от режима работы в течение предыдущих циклов. Это влияние может сказываться только за счет нижнего бьефа, так как перераспределение заданного объема воды по часам суток не изменит отметку верхнего бьефа в конце расчетных суток.

Чтобы учесть влияние расчетных суток на последующие за счет переходных процессов в нижнем бьефе, необходимо выполнить расчет для нескольких суточных циклов одновременно.

Полагая, что графики нагрузки и расхода воды на ГЭС ежесуточно повторяются, т. е.  $z_{н.б_{l(\infty)}} = z_{н.б_{l+24(\infty)}} = z_{н.б_{l+48(\infty)}} = \dots$ , можно получить тем же методом, что и (IV-18), следующее выражение:

$$z_{н.б_l} = \sum_{t=0}^{l-1} z_{н.б_{t(\infty)}} (1-k) \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau}}\right) \left(1 + e^{-\frac{24}{\tau}} + e^{-\frac{48}{\tau}} + \dots\right) \times e^{-\frac{l-t-1}{\tau}} + k z_{н.б_{l(\infty)}} \quad (IV-20)$$

Величина  $1 + e^{-\frac{24}{\tau}} + e^{-\frac{48}{\tau}} + \dots$  представляет собой бесконечно убывающую геометрическую прогрессию, сумма членов которой

$$Y = \frac{1}{1 - e^{-\frac{24}{\tau}}} \quad (IV-21)$$

На рис. IV.13 показана зависимость значений  $Y = f(\tau)$ , из которой следует, что чем меньше постоянная времени  $\tau$ , тем скорее затухают переходные процессы в нижнем бьефе и тем меньше взаимное влияние суточных циклов.

С учетом (IV-21) выражение для уровня нижнего бьефа можно записать в виде:

$$z_{н.б_l} = Y (1-k) \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau}}\right) \times \sum_{t=0}^{l-1} z_{н.б_{t(\infty)}} e^{-\frac{l-t-1}{\tau}} + k z_{н.б_{l(\infty)}},$$

откуда

$$\frac{\partial z_{н.б_l}}{\partial W_t} = Y (1-k) \left(1 - e^{-\frac{1}{\tau}}\right) e^{-\frac{l-t-1}{\tau}} \cdot \frac{\partial z_{н.б_{t(\infty)}}}{\partial W_t} \quad (IV-22)$$

Как видим, производная (IV-22) в  $Y$  раз больше, чем (IV-19).

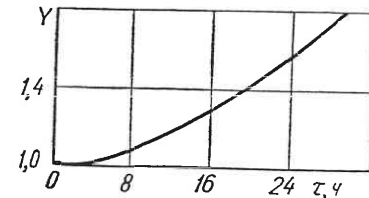
#### § IV-4. Наивыгоднейшее распределение нагрузки в сложных гидротепловых энергосистемах

Особенности наивыгоднейшего распределения нагрузки в энергосистемах, включающих ГЭС и ТЭС. Оптимальный режим работы энергосистемы, имеющей гидроэлектростанции с водохранилищами, может быть определен лишь путем анализа работы за весь предстоящий цикл регулирования с учетом ограничений, обусловленных требованиями как энергетики, так и смежных отраслей народного хозяйства.

Краткосрочные и долгосрочные режимы регулирования тесно взаимосвязаны, однако их совместная оптимизация не проводится. Для сокращения трудоемкости расчеты проводятся по этапам: на основании расчетов годового регулирования определяется расход воды (выработка энергии) на каждый месяц, на основании расчетов месячного регулирования определяется расход воды на неделю и каждые сутки, а из расчета суточного регулирования определяется почасовой график работы станций.

Раздельный расчет каждого вида регулирования оправдан различием методов расчета, исходной информации и требований к ее точности.

Суточное регулирование основывается на достаточно надежных данных о притоке воды и графике нагрузки энергосистемы на предстоящие сутки. Приемлемую точность имеют обычно исходные данные для недельного регулирования стока крупных равнинных рек.



IV.13. Зависимость значения  $Y$  от постоянной времени  $\tau$ .



Годичное и многолетнее регулирование проводится на основе недостаточно точных данных (имеющих вероятностный характер) о предстоящем притоке воды на весь цикл регулирования, графиках нагрузки системы, составе работающего оборудования, схеме сети и т. д. Несмотря на это, рекомендации по ведению режимов ГЭС должны быть однозначными.

Методы, основанные на вероятностном описании речного стока, еще не нашли широкого применения. Поэтому при построении диспетчерских графиков сработки водохранилищ в большинстве случаев используется календарный метод, основой которого является расчет режима ГЭС по каждому заданному гидрографу (т. е. расчет при детерминированном задании речного стока). Проведя расчеты для серии возможных в будущем гидрографов, получают соответственно серию наиболее выгодных режимов сработки водохранилищ. Это затрудняет осуществление действительно наиболее выгодного режима, об экономичности которого можно судить после получения данных о фактическом притоке за весь цикл регулирования. Поэтому разработанный режим годового и многолетнего регулирования может считаться наиболее выгодным лишь в том случае, если режим фактического притока совпадает с расчетным. По мере выяснения реальной приточности приходится корректировать режим, приближая его к наиболее выгодному.

**Наиболее выгодное распределение нагрузки при постоянстве напора на ГЭС. Определение множителей  $\alpha$ .** Задача оптимизации режимов энергосистем с ГЭС, имеющих водохранилища, является вариационной задачей.

*Вариационными задачами* называются задачи исследования на экстремум функционалов, т. е. зависимых переменных, величина которых определяется выбором одной или нескольких функций. Этим функционалы отличаются от функций — зависимых переменных, величина которых определяется выбором значения одной или нескольких независимых переменных. Целевая функция (III-12), по сути, представляет собою функционал, значение ее определяется выбором функциональных зависимостей  $P_1(t)$  или  $P_2(t)$  — (III-13). В случае оптимизации режима энергосистемы с ГЭС функционалом будет расход топлива на тепловых электростанциях, определяющийся графиками работы ТЭС за цикл регулирования при выполнении изопериметрических условий расходования заданного объема воды на ГЭС.

В некоторых случаях функционал имеет вид

$$\Phi = \int_a^b F(x, y, y') dx, \quad (IV-23)$$

т. е. его величина определяется не только видом функции  $y(x)$ , но и видом ее производной  $y'(x)$ . В теории вариационного исчисления показано, что в этих случаях функция, экстремизирующая функционал, должна удовлетворять уравнению Эйлера

$$\frac{\partial F}{\partial y} - \frac{d}{dx} \frac{\partial F}{\partial y'} = 0. \quad (IV-24)$$

Примером может явиться рассмотренная ниже задача распределе-

ния нагрузки между ГЭС и ТЭС с учетом переходных процессов в нижнем бьефе.

Мощность ГЭС зависит от расхода воды и напора. Но последний при постоянной отметке верхнего бьефа  $z_{в.б}$  зависит от отметки нижнего бьефа  $z_{н.б}$ , в свою очередь определяющейся и расходом воды, и скоростью его изменения, т. е.  $P_{ГЭС} = f(W, \dot{W})$ . Следовательно, расход топлива в системе из одной ТЭС и одной ГЭС будет являться (с учетом уравнения баланса нагрузок) функционалом вида (IV-23)

$$\int_0^T B dt = \int_0^T F(t, W, \dot{W}) dt.$$

В простейшем случае, исходя из предположения о постоянстве напора на ГЭС, задача может быть решена методом неопределенных множителей Лагранжа (аналогично § III-1).

Математически задача формулируется следующим образом: найти графики нагрузки  $n$  тепловых электростанций и  $m$  ГЭС, обеспечивающие за цикл регулирования минимум расхода топлива по системе в целом

$$\int_0^T \sum_{i=1}^n B_{it} dt \rightarrow \min \quad (i = 1, 2, \dots, n),$$

при соблюдении баланса активных мощностей для каждого момента времени

$$L_t = P_{\Sigma t} - \sum_{i=1}^n P_{it} - \sum_{j=1}^m P_{jt} \quad (IV-25)$$

и изопериметрических условий расходования заданного объема воды на каждой ГЭС за цикл регулирования:

$$M_j = \int_0^T W_{jt} dt - W_{j,зад} T = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m). \quad (IV-26)$$

Составляем функцию Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_{it} + \lambda_t L_t + \sum_{j=1}^m \alpha_j M_j. \quad (IV-27)$$

В качестве независимых переменных принимаем нагрузки тепловых  $P_{it}$  и гидростанций  $P_{jt}$ . Дифференцирование по независимым переменным дает:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{it}} = \frac{\partial B_{it}}{\partial P_{it}} - \lambda_t = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n), \quad (IV-28)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{jt}} = \alpha_j \frac{\partial W_{jt}}{\partial P_{jt}} - \lambda_t = 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m). \quad (IV-29)$$

Обозначая ОПР воды  $\frac{\partial W_{jt}}{\partial P_{jt}} = \omega_{jt}$  и вводя принятые ранее обозначения производных, получим

$$\lambda_t = b_{it}, \quad (IV-30)$$

$$\lambda_t = \alpha_j \omega_{jt}. \quad (IV-31)$$

Как видно, условием минимума расхода топлива будет равенство относительных приростов расхода топлива на ТЭС и относительных приростов расхода воды на ГЭС, умноженных на соответствующие множители Лагранжа  $\alpha_j$ .

Неопределенный множитель  $\lambda_t$ , представляющий собой общесистемный относительный прирост, зависит от суммарной нагрузки и, в общем случае, изменяется с течением времени.

Множители  $\alpha_j$ , постоянные в течение цикла регулирования для каждой ГЭС, характеризуют энергетическую ценность воды. Действительно, из (IV-31) получаем

$$\alpha_j = \frac{b_{it}}{\omega_{jt}} = \frac{\partial B_{it}}{\partial W_{jt}} \approx \frac{\Delta B_{it}}{\Delta W_{jt}}. \quad (IV-32)$$

Другими словами, величина  $\alpha_j$  равна изменению расхода топлива на тепловых электростанциях при изменении расхода воды на ГЭС на единицу (при  $\Delta W_{jt} = 1$ ,  $\alpha_j = \Delta B_{it}$ ).

IV.14. График нагрузки системы (1) и его распределение между тепловой станцией (2) и гидростанцией (3).

Если выразить расход воды  $W_{jt}$  в  $\text{м}^3/\text{с}$ , а расход топлива  $B_{it}$  в  $\frac{\text{т} \cdot \text{у} \cdot \text{т}}{\text{ч}}$ , то размерность  $\alpha_j$  будет  $\frac{\text{т} \cdot \text{у} \cdot \text{т}}{\text{ч}} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{м}^3}$ , т. е.  $\alpha_j$  является мерой эффективности использования воды при имеющемся на данной ГЭС напоре. Чем больше величина  $\alpha_j$ , тем большее количество топлива на ТЭС заменяется расходом 1  $\text{м}^3$  воды на гидростанции. При расчетах наивыгоднейшего распределения нагрузки множитель  $\alpha_j$  подбирается таким, чтобы обеспечить сработку заданного объема воды на ГЭС за цикл регулирования. Чем больше заданный объем воды, тем меньшую величину множителя  $\alpha_j$  надо взять, и наоборот.

На рис. IV.14 показано распределение суточного графика нагрузки системы по (IV-25) — (IV-31) между гидростанцией, характеристика которой показана на рис. IV.8, и тепловой станцией с характеристикой, изображенной на рис. III.3.

Суммарная нагрузка изменяется от 720 до 440 МВт, т. е. снижается в часы ночного провала нагрузки на 38,8%; нагрузка ТЭС изменяется от 485 до 381 МВт, а нагрузка ГЭС от 235 до 59 МВт, т. е. снижение

составляет соответственно 21,4% и 74,9%. Как видим, основную долю изменения нагрузки воспринимает ГЭС.

**Наивыгоднейшее распределение нагрузки с учетом изменения напора на ГЭС.** При учете изменения напора выбор экономического режима усложняется ввиду того, что режим работы ГЭС в любой момент времени влияет на последующий. Так, увеличение расхода воды в какой-либо момент времени вызывает увеличение сработки водохранилища и повышение отметки нижнего бьефа, т. е. снижает напор в последующие часы. Однако и эта вариационная задача может быть решена как задача на отыскание минимума функции многих независимых переменных. Для этого цикл регулирования разбивается на  $T$  интервалов, в течение каждого из которых предполагаются неизменными значения нагрузок ТЭС  $P_{it}$ , расходов воды  $W_{jt}$  и напоров на ГЭС  $H_{jt}$ , но сохраняется влияние режима в интервале  $t$  на все последующие от  $t+1$  до  $T$ . Целевая функция имеет вид:

$$\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^n B_{it} \rightarrow \text{мин.}$$

Условия связи будут аналогичны выражениям (IV-25) и (IV-26). В качестве независимых переменных принимаем нагрузки ТЭС  $P_{it}$  и расходы воды на ГЭС  $W_{jt}$  (для всех интервалов  $t$ ).

Функция Лагранжа

$$\Phi = \sum_{i=1}^T \left( \sum_{j=1}^n B_{it} + \lambda_t L_t \right) + \sum_{j=1}^m \alpha_j M_j. \quad (IV-33)$$

Дифференцирование по независимым  $P_{it}$  дает выражение (IV-28) и условие (IV-30), а по  $W_{jt}$  выражение

$$\frac{\partial \Phi}{\partial W_{jt}} = -\lambda_t \frac{\partial P_{jt}}{\partial W_{jt}} - \lambda_{t+1} \frac{\partial P_{jt+1}}{\partial W_{jt}} - \dots - \lambda_T \frac{\partial P_{jT}}{\partial W_{jt}} + \alpha_j = 0. \quad (IV-34)$$

Решая (IV-34) относительно  $\lambda_t$ , получим

$$\lambda_t = \left( \alpha_j - \sum_{l=t+1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}} \right) \omega_{jt}. \quad (IV-35)$$

Анализ условий наивыгоднейшего распределения нагрузки (IV-30) и (IV-35) показывает, что принцип равенства относительных приростов сохраняется, но для ГЭС коэффициент при относительном приросте расхода воды состоит из двух частей: постоянной, представляющей собой множитель Лагранжа  $\alpha_j$ , и переменной  $\Delta \alpha_{jt}$ , зависящей от времени и равной

$$\Delta \alpha_{jt} = \sum_{l=t+1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}}. \quad (IV-36)$$

Раскроем смысл производных  $\frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}}$ , показывающих влияние расхода воды в интервале  $t$  на мощность ГЭС в каждый из последующих интервалов. Выше указывалось, что влияние предшествующих

расходов на напор сказывается за счет изменения уровней в верхнем и нижнем бьефах, поэтому

А.П.  
 не используется  
 условие у  
 системы

$$\frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}} = \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \cdot \frac{\partial H_{jl}}{\partial W_{jt}} = \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \left( \frac{\partial z_{в.б. jl}}{\partial W_{jt}} - \frac{\partial z_{н.б. jl}}{\partial W_{jt}} \right). \quad (IV-37)$$

С учетом (IV-37), (IV-12) и (IV-19) условие (IV-35) можно записать так:

$$\lambda_t = \left[ \alpha_j + \sum_{l=t+1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \cdot \frac{\partial z_{в.б. jl}}{\partial V_{jl}} t_{nl} + (1 - k_j) (1 - e^{-\frac{1}{\tau_j}}) \times \right. \\ \left. \times \frac{\partial z_{н.б. jl(\infty)}}{\partial W_{jt}} \sum_{l=t+1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} e^{-\frac{l-t-1}{\tau_j}} \right] W_{jt}. \quad (IV-38)$$

Таким образом, поправка к множителю Лагранжа  $\alpha_j$ , учитывающая изменение напора, состоит из двух составляющих, первая из которых определяет влияние изменения расхода воды в интервале  $t$  на последующий режим за счет изменения уровня верхнего бьефа, а вторая учитывает это влияние в связи с переходными процессами в нижнем бьефе. Величина поправки уменьшается с течением времени так, что в конце цикла регулирования становится равной нулю. Для интервала  $t$  она определяется режимами во всех последующих интервалах от  $t+1$  до  $T$ . Составляющая, учитывающая влияние переходных процессов в нижнем бьефе, уменьшается экспоненциально, причем тем сильнее, чем дальше по времени отстоят друг от друга интервалы  $t$  и  $l$ .

Введение поправки к множителю Лагранжа  $\alpha_j$ , учитывающей изменение отметки верхнего бьефа, проявляется в том, что доля участия ГЭС в покрытии графика нагрузки снижается в начале и увеличивается в конце цикла регулирования. Это, в свою очередь, задерживает начало сработки водохранилища и способствует заполнению его до более высокого уровня.

Учет поправки за счет переходных процессов в нижнем бьефе приводит к тому, что расход воды в начале суток получается несколько меньше, а в часы максимумов и в конце суток несколько больше, чем был бы при постоянном значении  $\alpha_j$ .

Так как поправка для интервала  $t$  определяется всем последующим режимом, то расчет режимов приходится начинать с последнего интервала цикла регулирования, приближаясь к начальному. Этот прием используется во многих задачах математического программирования.

Решая (IV-30) и (IV-38) совместно с условиями баланса мощностей (IV-25) и изопериметрическими равенствами (IV-26), находим все неизвестные для каждого интервала, начиная с последнего. Определив наивыгоднейший режим для всех интервалов цикла регулирования  $T, T-1, \dots, 1$  при выбранных значениях множителей  $\alpha_j$ , находим суммарные расходы воды на ГЭС  $\sum_{t=1}^T W_{jt}$  и, корректируя в нужную сторону значения этих множителей, проводим новый расчет для всех

интервалов цикла регулирования, пока изопериметрические условия не будут выполняться с заданной точностью.

Решение данной задачи можно найти, рассматривая интервалы в прямой последовательности, т. е. от начала цикла к концу. Для этого нужно представить условие (IV-38) в виде:

$$\lambda_t = \left[ \left( \alpha_j - \sum_{l=1}^t \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \frac{\partial z_{в.б. jl}}{\partial V_{jl}} t_{nl} \right) + (1 - k_j) (1 - e^{-\frac{1}{\tau_j}}) \times \right. \\ \left. \times \frac{\partial z_{н.б. jl(\infty)}}{\partial W_{jt}} e^{-\frac{t}{\tau_j}} \left( \beta_j - \sum_{l=1}^t \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} e^{-\frac{l-1}{\tau_j}} \right) \right] W_{jt}, \quad (IV-39)$$

где

$$\alpha'_j = \alpha_j + \sum_{l=1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \frac{\partial z_{в.б. jl}}{\partial W_{jl}}, \quad (IV-40)$$

$$\beta_j = \sum_{l=1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} e^{-\frac{l-1}{\tau_j}}. \quad (IV-41)$$

В выражение (IV-39) входят постоянные  $\alpha'_j$  и  $\beta_j$ , а остальные составляющие определяются режимом от начала цикла регулирования, включая режим в рассматриваемом интервале  $t$ .

Решая (IV-39) и (IV-30) совместно с (IV-25) и (IV-26), можно найти все неизвестные  $P_{jt}$  и  $W_{jt}$ . При этом для каждой ГЭС необходимо определить два коэффициента  $\alpha'_j$  и  $\beta_j$ . Величина  $\alpha'_j$ , как и раньше, корректируется с целью соблюдения изопериметрического условия. Величина коэффициента  $\beta_j$  в конечном итоге должна быть подобрана такой, чтобы выполнялось условие (IV-41).

При практических расчетах в большинстве случаев не приходится учитывать совместное влияние уровней верхней и нижней бьефов. Как уже говорилось, при расчете долгосрочного режима существенное значение имеет учет изменения уровня в верхнем бьефе; при расчете краткосрочного важнее изменение уровня в нижнем бьефе, а уровень в верхнем можно считать постоянным за редкими исключениями, когда оптимизируются режимы низконапорных ГЭС с водохранилищами суточного или недельного регулирования. Это различие в учете изменения напора объясняется тем, что расход некоторого объема воды сказывается на уровне водохранилища в течение длительного времени, вплоть до его нового заполнения. Переходные процессы в нижнем бьефе, вызванные непостоянством расхода воды, сравнительно быстро затухают (за время от нескольких часов до суток), значит и влияние нижнего бьефа на изменение напора является кратковременным.

Таким образом, учет изменения напора сводится прежде всего к введению переменной во времени поправки  $\Delta \alpha_{jt}$ , определяющей влияние последствия изменения режима. Наряду с этим необходимо принимать во внимание и зависимость характеристик относительных приростов от напора (§ IV-2). Эти два фактора оказывают противоположное влияние, что позволяет в некоторых случаях не учитывать

изменения напора, а вводить в расчет его среднее значение и считать множители Лагранжа  $\alpha_j$  постоянными в течение всего цикла регулирования.

#### § IV-5. Расчеты некоторых особых режимов ГЭС

**Каскады ГЭС.** При расчетах распределения нагрузки в энергосистемах предполагалось, что ГЭС гидравлически не связаны между собой. В действительности же большинство гидроэлектростанций работает в каскадах, поэтому режимы соседних ГЭС взаимно связаны.

От расхода воды вышерасположенной ГЭС зависит уровень в верхнем бьефе, а следовательно, и мощность нижерасположенной. С другой стороны, расход воды нижерасположенной ГЭС влияет на отметку ее верхнего бьефа, что благодаря подпору отражается на отметке нижнего бьефа вышерасположенной ГЭС, а значит, и на ее мощности. Для учета этого влияния воспользуемся методом, аналогичным примененному ранее при учете изменения напора на ГЭС, не связанных по водотоку (§ IV-4). В этом случае вместо (IV-35) получим

$$\lambda_t = \left( \alpha_j - \sum_{l=t+1}^T \lambda_l \frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}} - \sum_{l=t+1+\theta(j-1)}^T \lambda_l \frac{\partial P_{(j-1)l}}{\partial W_{jt}} - \sum_{l=t+\theta(t+1)}^T \lambda_l \frac{\partial P_{(j+1)l}}{\partial W_{jt}} \right) \omega_{jt}. \quad (IV-42)$$

Поправка к множителю Лагранжа  $\alpha$  состоит из трех составляющих: первая из них учитывает влияние изменения расхода воды на  $j$ -й ГЭС в интервале  $t$  на последующий режим этой ГЭС, вторая — влияние режима вышерасположенной ГЭС ( $j-1$ )-й из-за изменения отметки ее нижнего бьефа и, наконец, третья — соответственно режима нижерасположенной ( $j+1$ )-й ГЭС из-за изменения отметки ее верхнего бьефа. Влияние соседних ГЭС сказывается с некоторым запаздыванием, зависящим от времени добега воды  $\theta$ , которое определяется уровнем воды  $z_{в.б}$  и средним расходом  $W_{ср}$  (рис. IV.15), что сильно усложняет расчеты.

Производные в (IV-42) приближенно выражаются с помощью коэффициентов подпора нижнего бьефа  $k_{(j-1)} = \frac{\Delta z_{в.б(j-1)}}{\Delta z_{в.бj}}$  и  $k_j = \frac{\Delta z_{в.бj}}{\Delta z_{в.б(j+1)}}$ , определяющих влияние  $z_{в.б}$  нижерасположенной станции на  $z_{в.б}$  вышерасположенной ГЭС и зависящих от расходов и уровней воды в водохранилищах. Тогда

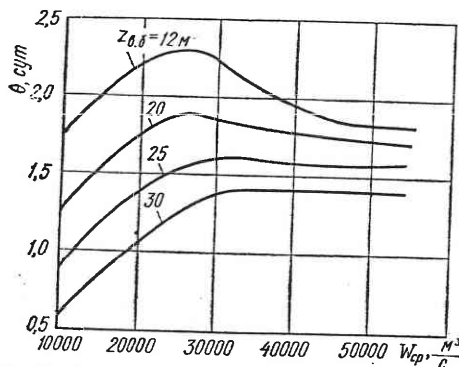
$$-\frac{\partial P_{jl}}{\partial W_{jt}} \approx \frac{\partial P_{jl}}{\partial H_{jl}} \left( \frac{\partial z_{в.бj}}{\partial V_{jl}} + k_j \frac{\partial z_{в.б(j+1)}}{\partial V_{(j+1)l}} \right) t_{н.}, \quad (IV-43)$$

$$-\frac{\partial P_{(j-1)l}}{\partial W_{jt}} \approx \frac{\partial P_{(j-1)l}}{\partial H_{(j-1)l}} k_{(j-1)} \frac{\partial z_{в.бj}}{\partial V_{jl}} t_{н.}, \quad (IV-44)$$

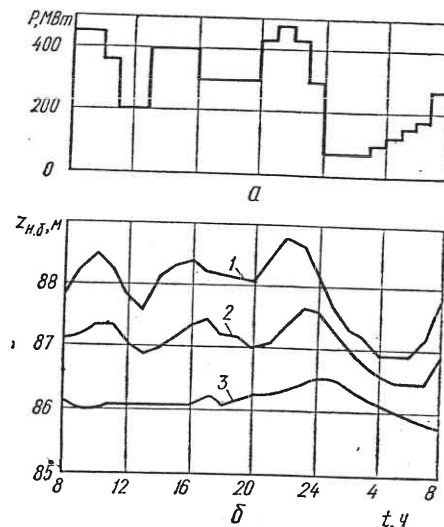
$$-\frac{\partial P_{(j+1)l}}{\partial W_{jt}} \approx -\frac{\partial P_{(j+1)l}}{\partial H_{(j+1)l}} \cdot \frac{\partial H_{(j+1)l}}{\partial W_{jt}} = \frac{\partial P_{(j+1)l}}{\partial H_{(j+1)l}} \cdot \frac{\partial z_{в.б(j+1)}}{\partial V_{(j+1)l}} t_{н.} \quad (IV-45)$$

По мере удаления от ГЭС колебания уровня воды в нижнем бьефе сглаживаются (рис. IV.16). Поэтому при суточном регулировании каскадное расположение ГЭС должно учитываться лишь для близко расположенных станций.

**Учет ограничений по уровням водохранилищ.** Рассмотренная в § IV-4 вариационная задача имела только ограничения вида равенств и решалась методом неопределенных множителей Лагранжа. Однако в реальных задачах имеются ограничения в виде неравенств.



IV.15. Зависимость времени добега воды для водохранилища по рис. IV.10.



IV.16. Колебания уровня нижнего бьефа при суточном регулировании:

*a* — нагрузка ГЭС, *b* — уровни нижнего бьефа; 1 — в створе плотины; 2 — в 12 км от плотины; 3 — в 30 км от плотины.

Применим метод штрафных функций (§ III-1) для вывода условий экономического распределения активных нагрузок в гидротепловой энергосистеме, в состав которой входит ГЭС с водохранилищем суточного регулирования, изменение уровня воды в котором ограничено пределами  $z_{j\min}$  снизу и  $z_{j\max}$  сверху

$$z_{j\min} \leq z_{jt} \leq z_{j\max}. \quad (IV-46)$$

Математически задача формулируется следующим образом.

Найти графики нагрузки электростанций, обеспечивающие минимальный расход топлива по системе за расчетный период  $T$

$$\int_0^T \sum_{i=1}^n B_i dt \rightarrow \min,$$

при соблюдении условия (IV-46), условия баланса активных нагрузок (IV-25), условия сработки заданного количества воды на ГЭС (IV-26) и условия материального баланса в водохранилище

$$N_{jt} = \frac{dz_j}{dt} S(z_j) - (W_{jпр} - W_{jt}) = 0, \quad (IV-47)$$

где  $S(z_j)$  — площадь зеркала водохранилища,  $W_{jпр}$  — приток воды в водохранилище.

Как мы видим, в уравнение связи (IV-47) входит производная от уровня воды в нижнем бьефе по времени, что требует использования уравнения Эйлера, представляющего собою дифференциальное уравнение второго порядка. Решение этого уравнения определяет уравнения экстремалей, т. е. функций, доставляющих экстремум исследуемому функционалу.

Используя для решения метод штрафных функций, будем искать минимум целевой функции

$$F = \int_0^T \left[ \sum_{i=1}^n B_{it} + \Psi(z_j) \right] dt, \quad (IV-48)$$

где  $\Psi(z_j)$  — штрафная функция, равная нулю, когда  $z_{j\text{мин}} \leq z_j \leq z_{j\text{макс}}$  и резко возрастающая при  $z_j < z_{j\text{мин}}$  и  $z_j > z_{j\text{макс}}$ .

$\Psi(z_j)$  выбирается так, чтобы при ограничении по уровню верхнего бьефа

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} < 0 & \text{ при } z_{jt} > z_{j\text{макс}}, \\ \frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} > 0 & \text{ при } z_{jt} < z_{j\text{мин}}. \end{aligned} \quad (IV-49)$$

Тогда функция Лагранжа может быть записана в следующем виде

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_{it} + \Psi(z_j) + \lambda_t L_t + \alpha_j M_j + \nu_{jt} N_{jt}. \quad (IV-50)$$

Здесь  $\nu_{jt}$  — неопределенный множитель Лагранжа при условии материального баланса (IV-47).

Дифференцируя (IV-50), составляем систему уравнений Эйлера в соответствии с (IV-24). За независимые переменные приняты нагрузки тепловых станций  $P_{it}$ , расходы воды через ГЭС  $W_{jt}$  и уровни воды в водохранилищах  $z_{jt}$ .

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{it}} = \frac{\partial B_{it}}{\partial P_{it}} - \lambda_t = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, n); \quad (IV-51)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial W_{jt}} = \alpha_j - \lambda_t \frac{\partial P_{jt}}{\partial W_{jt}} + \nu_{jt} = 0 \quad (j = 1); \quad (IV-52)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z_{jt}} - \frac{d}{dt} \left( \frac{\partial \Phi}{\partial \dot{z}_{jt}} \right) = -\lambda_t \frac{\partial P_{jt}}{\partial z_{jt}} + \frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} - \frac{d}{dt} \nu_{jt} \cdot S(z_{jt}) = 0 \quad (VI-53) \quad (j = 1).$$

Решая уравнения (IV-51) — (IV-53), находим условия наиболее выгодного распределения активных нагрузок.

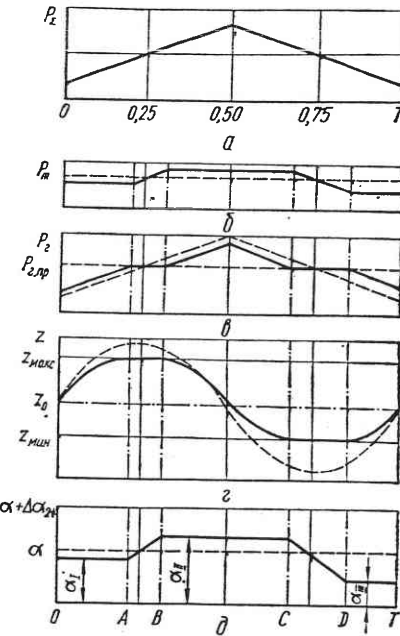
Для тепловых электростанций из (IV-51) получается известное уравнение метода относительных приростов:

$$\lambda_t = b_{it}. \quad (IV-54)$$

Из (IV-52) и (IV-53) найдем условие для ГЭС:

$$\begin{aligned} \lambda_t &= \left( \alpha_j - \int_0^t \frac{\lambda_t}{S(z_j)} \frac{\partial P_{jt}}{\partial z_{jt}} dt + \int_0^t \frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} \cdot \frac{1}{S(z_j)} dt \right) w_{jt} = \\ &= (\alpha_j - \Delta \alpha_{1t} + \Delta \alpha_{2t}) w_{jt}. \end{aligned} \quad (IV-55)$$

Анализ условия (IV-55) показывает, что в случае переменного напора на ГЭС и учета ограничений по уровню воды в водохранилище коэффициент при относительном приросте расхода воды состоит из трех слагаемых: основной части, постоянной по величине и представляющей коэффициент Лагранжа  $\alpha_j$  при изопериметрическом равенстве; поправки, учитывающей изменение напора в водохранилище (см. § IV-4); и третьей составляющей, учитывающей ограничения по уровню воды в водохранилище. Влияние поправки  $\Delta \alpha_{2t}$  покажем на примере расчета распределения упрощенного графика нагрузки между одной ГЭС и одной ТЭС, не учитывая поправку  $\Delta \alpha_{1t}$ . При отсутствии



IV.17. Графики нагрузки и уровней воды в водохранилище:

a — график нагрузки энергосистемы; б — график нагрузки ТЭС; в — график нагрузки ГЭС; г — уровень воды в водохранилище; д — коэффициенты  $\alpha$ ; пунктирные линии — без учета ограничений по уровню воды в водохранилище; сплошные — с учетом ограничений по уровню воды в водохранилище.

ограничения по уровню воды в водохранилище наиболее выгодное распределение, показанное на рис. IV.17 пунктиром, обеспечивается при постоянном множителе  $\alpha_j$ . Однако в этом случае колебания уровня водохранилища выходят за допустимые пределы.

Наиболее выгодному режиму, удовлетворяющему неравенству (IV-46), соответствует график, изображенный сплошными линиями. Суммарный коэффициент  $\alpha + \Delta \alpha_{2t}$  и в этом случае оказывается постоянным, но только на отдельных отрезках цикла регулирования. В нашем примере таких отрезков три (ОА, АС и СТ), впрочем как и в большинстве случаев при реальной конфигурации суммарного графика нагрузки. Концом каждого отрезка цикла является момент достижения уровнем воды в водохранилище одного из предельных значений либо конец цикла регулирования.

Введением поправки  $\Delta \alpha_{2t}$  корректируется коэффициент Лагранжа  $\alpha_j$ , причем корректировка происходит не с момента возникновения штрафа, а от начала цикла или отрезка регулирования. В силу исход-



ного положения метода штрафных функций, устанавливающего, что режим со штрафом заведомо неэкономичен, корректировка продолжается до полного исчезновения штрафа.

Достижение уровнем воды предельного значения может произойти в любой (а не в точно заданный) момент времени. Следовательно, рассматриваемая задача относится к классу задач «с подвижными» или «со свободными концами» (в отличие от задач «с закрепленными концами»). Для таких задач могут задаваться дополнительные условия, определяющие характер приближения переменных к граничным значениям. Эти условия, называемые *условиями трансверсальности*, определяют способ сопряжения экстремалей с линиями ограничений.

В нашем примере условия трансверсальности должны определять плавный подход уровня воды в водохранилище к предельной отметке с постепенным снижением скорости изменения уровня. Предельная отметка будет достигнута в тот момент, когда производная уровня по времени обратится в нуль.

В момент касания А оканчивается первый отрезок, на котором несколько возрастает участие ГЭС в покрытии графика нагрузки и соответственно снижается участие ТЭС. Это объясняется тем, что на первом отрезке происходит нарушение неравенства (IV-46) по верхнему пределу  $z_{jt} > z_{i\max}$ , причем  $\frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} < 0$  и суммарный коэффициент  $\alpha_{jI} = \alpha_j - \Delta\alpha_{2j}$  становится меньше  $\alpha_j$ .

На втором отрезке нарушение происходит по нижнему пределу  $z_{jt} < z_{i\min}$ ,  $\frac{\partial \Psi(z_j)}{\partial z_{jt}} > 0$  и суммарный коэффициент  $\alpha_{jII} = \alpha_j + \Delta\alpha_{2j}$

больше  $\alpha_j$ . При этом снижается участие ГЭС и увеличивается участие ТЭС в покрытии графика нагрузки. Некоторое время в начале второго отрезка (АВ) ГЭС работает с постоянной мощностью  $P_{г.пр}$  и расходом, равным притоку, в результате чего уровень водохранилища находится на верхней отметке. Возрастание нагрузки покрывается за счет увеличения мощности тепловой электростанции. При этом возрастает общесистемный относительный прирост  $\lambda_t$ , а вместе с ним и

$w_{jt} = \frac{\lambda_t}{\alpha_j + \Delta\alpha_{2j}}$ . Когда  $w_{jt}$  возрастает настолько, что соответствующая ему мощность ГЭС уже больше мощности, обеспечиваемой

притоком воды, становится целесообразным увеличить мощность ГЭС и сбрасывать водохранилище. Таким образом определяется момент В — начало сработки водохранилища.

Аналогичным образом может быть определен момент начала заполнения водохранилища D, с той лишь разницей, что в этом случае определяется момент, когда мощность ГЭС, соответствующая  $w_{jt} = \frac{\lambda_t}{\alpha_j - \Delta\alpha_{2j}}$ , становится меньше мощности, обеспечиваемой притоком воды.

На последнем отрезке СТ поправка  $\Delta\alpha_2$  подбирается такой, чтобы выполнялось изопериметрическое условие сработки заданного количества воды на ГЭС.

В случае оптимальной начальной отметки водохранилища поправки на первом и третьем отрезках цикла одинаковы.

#### § IV-6. Выбор наиболее выгодного числа работающих гидроагрегатов и распределение нагрузки между ними

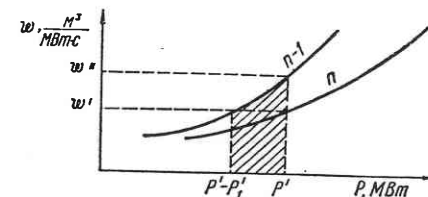
**Выбор наиболее выгодного числа агрегатов на ГЭС.** Если установлены на ГЭС однотипные агрегаты имеют одинаковые энергетические характеристики, задача выбора состава сводится к более простой задаче выбора оптимального числа работающих агрегатов. Известно несколько методов ее решения: перебор, обработка энергетических или расходных характеристик, использование критериев целесообразности отключения и др. Перечисленные методы пригодны лишь при выпуклых энергетических характеристиках, не имеющих скачков.

Метод перебора состоит в том, что уменьшая (увеличивая) число агрегатов, распределяют заданную нагрузку равномерно и, сравнив расход воды до и после изменения числа агрегатов, решают вопрос о целесообразности этого изменения. Если при этом расход воды на ГЭС уменьшился, то необходимо проверить целесообразность отключения (включения) еще одного агрегата. Процесс заканчивается, когда очередное изменение числа агрегатов не приводит к уменьшению расхода воды.

При небольшом количестве агрегатов моменты выгодности изменения их числа могут определяться путем непосредственной обработки энергетических или расходных характеристик. Как отмечалось в § IV-2, при равномерном распределении нагрузки мощность ГЭС получается в результате умножения мощности одного агрегата на число агрегатов при тех же, что и для одного агрегата, значениях к. п. д., потерь мощности или расходов воды. В таком случае момент включения соответствует равенству к. п. д., потерь мощности или расходов воды при работе  $n$  и  $n + 1$  агрегатов. При большом числе агрегатов точность описанного способа становится недостаточной, так как при умножении значений к. п. д., потерь мощности или расходов воды одного агрегата на число агрегатов увеличивается абсолютная величина ошибок, допущенных при построении соответствующих характеристик одного агрегата.

В. М. Горнштейном разработан способ выбора оптимального числа работающих агрегатов ГЭС, основанный на критерии экономической целесообразности отключения агрегатов.

Агрегат выгодно остановить при нагрузке ГЭС  $P'$ , если экономия от остановки  $\Delta W_s = W'_1 - \Delta W'' \geq 0$ . Вследствие остановки агрегата мощностью  $P'_1$  расход воды снизится на  $W'_1 = w'_{уд} P'_1$ . Чтобы нагрузка



IV.18. Определение изменения расхода воды при изменении числа работающих агрегатов гидроэлектростанции.

ГЭС не изменилась, необходимо нагрузку оставшихся  $n - 1$  агрегатов  $P' - P'_1$  увеличить до  $P'$ .

При этом, как показано на рис. IV.18, относительный прирост увеличится от  $w'$  до  $w''$ , а расход воды ГЭС — на величину, пропорциональную заштрихованной области

$$\Delta W'' = \int_{P'-P'_1}^{P'} w dP \approx P'_1 \frac{w' + w''}{2}. \quad (IV-56)$$

Условие выгоды отключения агрегата  $W'_1 \geq \Delta W''$  можно записать в виде:

$$w'_{уд} \geq \frac{w' + w''}{2}. \quad (IV-57)$$

Считается, что допущение о линейности характеристик относительных приростов на участке  $w' - w''$  не вносит значительной погрешности.

Условие (IV-57) носит приближенный характер, так как получено без учета влияния изменения ОПРВ ГЭС при отключении агрегата на режим энергосистемы в целом.

Метод выбора оптимального состава агрегатов, учитывающий влияние изменения относительного прироста энергосистемы при пуске (остановке) агрегатов, основан на сравнении текущего относительного прироста  $w_{jt}$  расхода воды  $j$ -го агрегата с ОПРВ выгоды включения  $w_{вкл_j}$  и отключения  $w_{откл_j}$  того же агрегата. Последние зависят от наклона суммарной ХОП энергосистемы без рассматриваемого агрегата в точке, соответствующей суммарной нагрузке, а также основных показателей  $j$ -го агрегата в точке его экономической мощности  $P_{эj}$  при максимальном к. п. д.:

$$w_{вкл_j} = w_{удP_{эj}} + P_{эj} \cdot \kappa_A \left( \sqrt{1 + \frac{\kappa_c}{\alpha \cdot \kappa_A}} - 1 \right), \quad (IV-58)$$

$$w_{откл_j} = w_{удP_{эj}} - P_{эj} \kappa_A \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\kappa_c}{\alpha \cdot \kappa_A}}} \right),$$

где  $w_{удP_{эj}}$  — удельный расход  $j$ -го агрегата в точке максимального к. п. д.;

$P_{эj}$  — мощность  $j$ -го агрегата при максимальном к. п. д.;

$\kappa_A$  — наклон ХОП  $j$ -го агрегата в точке  $P_{эj}$ ;

$\kappa_c$  — наклон ХОП энергосистемы без  $j$ -го агрегата в точке суммарной нагрузки;

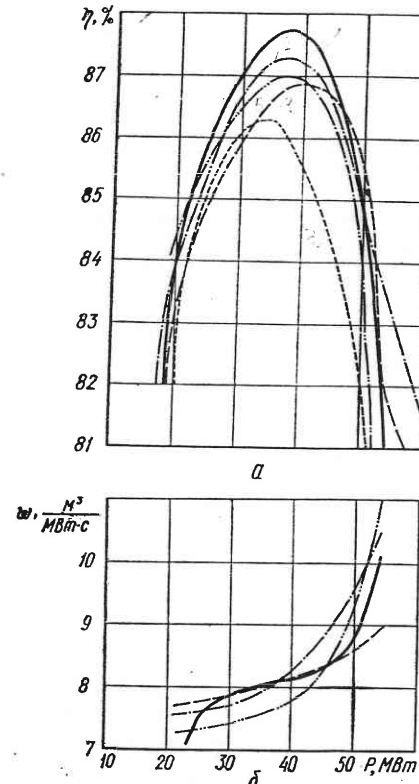
$\alpha$  — множитель Лагранжа соответствующей ГЭС.

При  $\frac{\kappa_c}{\alpha \cdot \kappa_A} \ll 1$ , что практически всегда имеет место, выражения (IV-58) могут быть представлены приближенно:

$$w_{вкл_j} \approx w_{удP_{эj}} + \frac{P_{эj} \cdot \kappa_c}{2\alpha}, \quad (IV-59)$$

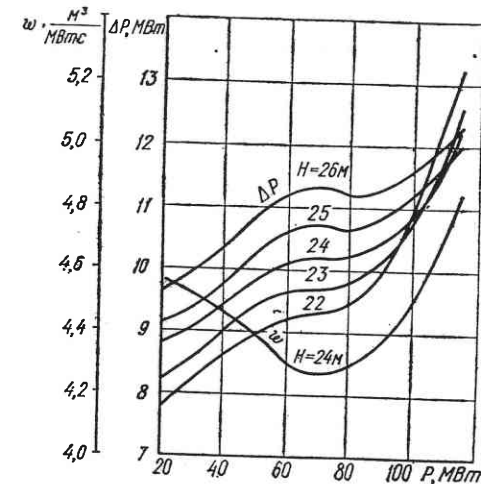
$$w_{откл_j} \approx w_{удP_{эj}} - \frac{P_{эj} \cdot \kappa_c}{2\alpha}.$$

При выборе оптимального состава агрегатов в первую очередь должен быть включен агрегат, у которого наибольшая положительная разность  $w_{jt} - w_{вкл_j}$ , и отключен — у которого наибольшая отрицательная разность  $w_{jt} - w_{откл_j}$ . Наивыгоднейший состав агрегатов определен, когда последовательно отключены те агрегаты, у которых  $w_{jt} < w_{откл_j}$ , и включены те, у которых  $w_{jt} > w_{вкл_j}$ .



IV.19. Натурные характеристики пяти агрегатов Новосибирской ГЭС: турбина ПЛ-510,  $D_1 = 8000$  мм,  $n = 62,5$  об/мин для напора 14 м; а — рабочие характеристики; б — ХОП; — № 1, — — — № 2, — — — № 3, — — — — — № 7.

IV.20. Характеристики потерь и относительных приростов гидроагрегатов Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС.



**Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС с учетом пусковых расходов и различия характеристик гидроагрегатов.** В последние годы появился ряд работ, в которых показано, что энергетические характеристики однотипных агрегатов отличаются одна от другой (рис. IV.19) как по величине экономической нагрузки, так и по соответствующему ей экстремальному значению к. п. д. (на 1—1,5%). Это различие вызвано технологическими и конструктивными недостатками в изготовлении, различным качеством монтажа, а также местом агрегата в схеме ГЭС и различными потерями в водоподводящих сооружениях. Имеют значение также временные факторы — различная засоренность сорудерживающих решеток и износ гидротурбины.

Так, в условиях интенсивного износа, что характерно для гидростанций на горных реках, к. п. д. может за 1 год работы снизиться на 10—12%.

Если степень влияния временных факторов незначительна по сравнению с постоянными, то можно определять характеристики путем натуральных испытаний. Однако проведение натуральных испытаний требует опытного персонала и занимает много времени. Поэтому полные испытания с точным замером расхода воды проводятся только на средних и крупных ГЭС и обычно на двух-трех установленных однотипных агрегатах. Остальные агрегаты испытываются упрощенными методами, позволяющими снять зависимость относительного значения к. п. д. от мощности.

При точном замере расхода воды погрешность по относительным приростам составляет  $\pm 2\%$ , а при упрощенных испытаниях до  $\pm 5\%$ .

Наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами ГЭС с учетом их действительных характеристик (внутристанционная оптимизация) может обеспечить выработку дополнительной энергии порядка десятых долей и даже единиц процентов. Так, например, увеличение числа работающих агрегатов на единицу (сверх оптимального) дает дополнительные потери мощности на Братской ГЭС от 14,3 до 27 МВт (при числе работающих агрегатов от 17 до 5), а на Красноярской ГЭС — от 30,5 до 48 МВт (при числе работающих агрегатов от 11 до 3).

В связи с различием характеристик однотипных агрегатов распределение нагрузки между агрегатами по принципу уравнивания нагрузок или по принципу уравнивания открытия направляющих аппаратов гидротурбин и выбор только оптимального числа, а не состава работающих агрегатов, приводит к перерасходу воды на ГЭС по сравнению с оптимальным режимом на 0,5—1%.

Упрощенный метод выбора состава многоагрегатных ГЭС заключается в разделении агрегатов на группы с близкими характеристиками. Для агрегатов каждой группы принимаются усредненные характеристики.

Еще большие трудности возникают, когда некоторые агрегаты в рабочем диапазоне имеют невыпуклые характеристики потерь (рис. IV.20). Вследствие этого кривые относительных приростов имеют минимум, и одному и тому же значению относительных приростов соответствуют два значения мощности. Задача нахождения наивыгоднейшего распределения нагрузки в этом случае становится многоэкстремальной. Для решения таких задач применяется метод динамического программирования или сочетание его с другими методами.

Однако в зонах максимальных к. п. д. гидроагрегатов характеристика относительных приростов имеет вид монотонно возрастающей функции. Поэтому, когда число агрегатов равно оптимальному, для решения задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами пригодны методы, применяемые для решения одноэкстремальных задач.

Сравнение потерь на пуск гидроагрегата с потерями от работы неэкономичного числа агрегатов показывает, что экономически целесообразно пускать радиально-осевую (РО) турбину на 65—80 с, а поворотно-лопастную (ПЛ) на 500—650 с.

В силу этого при расчетах распределения суточного графика нагрузки энергосистемы по часовым интервалам выбор числа агрегатов следует проводить без учета пусковых расходов. Учет пусковых расходов может иметь смысл для уточнения моментов включения гидроагрегатов при оперативном ведении режима.

#### § IV-7. Оптимизация режимов энергосистем, включающих гидроаккумулирующие электростанции

Тенденция разуплотнения графиков нагрузки с одновременным ростом пиковой части, а с другой стороны ограниченная маневренность современных мощных блочных агрегатов и атомных электростанций обострили проблему покрытия пиков нагрузки. Это явилось предпосылкой строительства пиковых электростанций, среди которых значительное место занимают гидроаккумулирующие электростанции.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) могут работать в двух режимах: насосном и генераторном, называемых также режимами заряда и разряда.

Ночью и в период дневного провала нагрузки вода из нижнего водохранилища перекачивается в верхнее (режим заряда), чем предотвращается необходимость разгрузки крупного блочного оборудования. В дневные и вечерние часы максимумов потенциальная энергия воды, запасенной в верхнем водохранилище, преобразуется в электрическую энергию (режим разряда), уменьшая этим необходимое повышение мощности тепловых электростанций.

Рассмотрим выбор оптимального режима ГАЭС, работающей совместно с  $n$  тепловыми электростанциями. Найденный режим должен обеспечить минимум расхода топлива в системе в течение периода времени  $T$  (цикла регулирования). Если принять объемы наполнения  $V_n$  и сработки  $V_r$  равными ( $V_n = V_r = V$ ), то изопериметрические уравнения связи будут

$$M_1 = V - \int_0^k W_{nt} dt = 0 \quad (IV-60)$$

и

$$M_2 = \int_{k+1}^T W_{rt} dt - V = 0. \quad (IV-61)$$

Здесь  $k$  — число часов работы ГАЭС в насосном режиме. Полное число часов  $k$  может в действительности состоять из нескольких периодов работы ГАЭС в насосном режиме. В течение остальной части цикла  $T - k$ , которая так же может разбиваться на несколько периодов, ГАЭС работает в генераторном режиме или полностью отключена.

Для каждого момента времени должен соблюдаться баланс активных мощностей

$$L_t = P_{\Sigma t} - \sum_{i=1}^n P_{it} - P_{rt} + P_{nt} = 0 \quad (IV-62)$$

(но для  $k$  часов  $P_r = 0$ , а для  $T - k$  часов  $P_n = 0$ , а  $P_r \geq 0$ ).

Данная задача относится к классу вариационных задач на условный экстремум и может быть решена методом неопределенных множителей Лагранжа.

Составляем функцию Лагранжа

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_{it} + \lambda_t L_t + \alpha_n M_1 + \alpha_r M_2. \quad (IV-63)$$

Так как верхнее водохранилище обычно располагается на значительной высоте, изменением напора на ГАЭС можно пренебречь.

В качестве независимых переменных выберем нагрузки тепловых станций  $P_{it}$  и мощности ГАЭС в насосном  $P_{нт}$  и генераторном  $P_{гг}$  режимах, а также объем  $V$ . Дифференцируем (IV-63) и приравняем частные производные нулю. Обозначив ОПРВ ГАЭС в насосном и генераторном режимах  $\frac{\partial W_{нт}}{\partial P_{нт}} = \omega_{нт}$  и  $\frac{\partial W_{гг}}{\partial P_{гг}} = \omega_{гг}$ , получим

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{нт}} = -\alpha_n \omega_{нт} + \lambda_t = 0, \text{ или } \alpha_n \omega_{нт} = \lambda_t; \quad (IV-64)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{гг}} = \alpha_r \omega_{гг} - \lambda_t = 0, \text{ или } \alpha_r \omega_{гг} = \lambda_t; \quad (IV-65)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{it}} = b_{it} - \lambda_t = 0, \text{ или } b_{it} = \lambda_t \quad (i = 1, \dots, n); \quad (IV-66)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial V} = \alpha_n - \alpha_r = 0, \text{ или } \alpha_n = \alpha_r. \quad (IV-67)$$

Условие  $\alpha_n = \alpha_r$  дает минимум расхода топлива в квазистационарном режиме использования водохранилища (при котором  $V_n = V_r$ ). При необходимости изменения суточных режимов использования водохранилища ГАЭС, вытекающей из условий длительной оптимизации режима (например, на неделю с учетом различия нагрузки рабочих и выходных дней), объемы  $V_n$  и  $V_r$  будут заданы и условие (IV-67) примет вид  $\alpha_n = \alpha_r \frac{V_r}{V_n}$ .

Таким образом, оптимальный режим системы с ГАЭС определяется для  $m$  моментов времени ( $m = 1, \dots, t, \dots, T$ ) совокупностью  $(n+3)m + 3$  уравнений (IV-60) — (IV-62) и (IV-64) — (IV-67), которые дают возможность определить  $(n+3)m + 3$  неизвестных —  $m$  нагрузок  $P_{нт}$ ,  $P_{гг}$  и  $nP_{it}$ , множители Лагранжа  $\alpha_n$ ,  $\alpha_r$  и  $m$  множителей  $\lambda_t$ , а также объем воды  $V$ .

Множитель  $\lambda_t$  изменяется во времени в соответствии с изменением суммарной нагрузки системы, множители  $\alpha_n$  и  $\alpha_r$  остаются постоянными в течение всего цикла регулирования. Первый из них характеризует меру затрат на закачку  $1 \text{ м}^3$  воды в верхнее водохранилище, второй — определяет меру эффективности использования этого объема воды.

При определении режима использования водохранилища в процессе эксплуатации ГАЭС можно задаться начальным значением объема воды  $V$  и определить коэффициенты  $\alpha_n$  и  $\alpha_r$ , а затем, в зависимости

от их соотношения, увеличивая или уменьшая  $V$ , достигнуть условия  $\alpha_n = \alpha_r$ . В некоторых случаях препятствием к этому может явиться ограниченный объем водохранилища.

Для выполнения оптимизационных расчетов требуются экономические характеристики ГАЭС. Для работы в генераторном режиме характеристики ГАЭС строятся аналогично характеристикам ГЭС (§ IV-2).

Остановимся на построении расходной характеристики и ХОП ГАЭС для работы в насосном режиме.

Расходная характеристика в насосном режиме представляет зависимость расхода воды от подведенной мощности и строится либо по данным испытаний, либо по универсальной характеристике.

Подведенная мощность

$$P_n = \frac{P_r}{\eta_d \eta_{тр}}, \quad (IV-68)$$

где  $P_n$  — мощность на валу насоса, МВт;  $\eta_d$  и  $\eta_{тр}$  — к. п. д. двигателя и трансформатора (отн. ед.). Потери мощности  $\Delta P$  во всех элементах установки в насосном режиме при  $W$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ , и  $H$ , м, равны:

$$\Delta P = P_n - \frac{WH}{102} \text{ МВт}. \quad (IV-69)$$

По значениям  $\Delta P$  и  $P_n$  строится зависимость  $\Delta P = f(P_n)$  и производится ее графическое дифференцирование. Результат  $\frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}$  используется для построения ХОП агрегата ГАЭС в насосном режиме:

$$\omega = \frac{\partial W}{\partial P_n} = \frac{102}{H} \left( 1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n} \right) \frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{с}}. \quad (IV-70)$$

**Пример.** Рассчитаем для зимних и летних суток наивыгоднейший режим работы энергосистемы, состоящей из ТЭС мощностью 1200 МВт и ГАЭС, имеющей три обратимых агрегата по 67 МВт, в генераторном режиме.

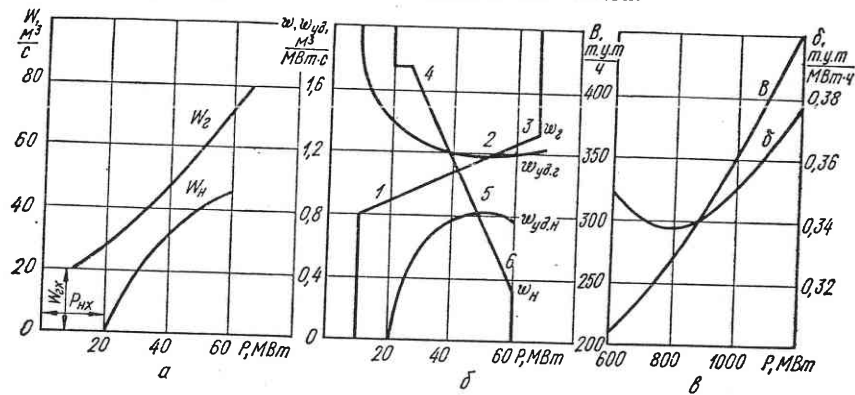
Экономические характеристики станций приведены на рис. IV.21. Как видим, ХОП агрегата ГАЭС в насосном режиме, в отличие от ХОП в генераторном режиме, имеет падающий характер. Это объясняется тем, что в насосном режиме подведенной является электроэнергия, а отдаваемой — энергия, запасаемая в воде. Электрическая мощность, отложенная по оси абсцисс, как и расходы воды, отложенные по оси ординат (рис. IV.21, а) для насосного и генераторного режимов, имеют противоположные знаки.

Соответственно расходы воды (для генераторного режима)  $W_{гг}$  и электрическая энергия (для насосного режима)  $P_{нх}$  на холостой ход агрегата отложены по различным осям координат. Если для насосного режима  $P_n$  отложить по оси ординат, а  $W_n$  по оси абсцисс, то зависимость  $P_n(W_n)$  будет иметь такой же вид, как  $W_r(P_r)$  для генераторного режима (а значит  $\frac{\partial P_n}{\partial W_n}(W_n)$  и  $\frac{\partial W_r}{\partial P_r}(P_r)$ ).



Распределение нагрузки между ТЭС и ГАЭС производится методом относительных приростов. Для выбора числа включенных агрегатов на ГАЭС используется известное соотношение между удельным расходом и ОПРВ агрегатов (IV-57).

Точки 2 и 5 на рис. IV.21, б, в которых ОПРВ равны удельным расходам, определяют оптимальные нагрузки, соответствующие наивысшим к. п. д. (§ II-2). Интервал нагрузок между точками 2 и 3 (или 5 и 6) соответствует целесообразности увеличения числа работающих агрегатов или сохранения наибольшего их числа.



IV.21. Экономические характеристики агрегатов ГАЭС (а, б) и ТЭС энергосистемы (в); В и W — расходы топлива и воды; δ и ω<sub>уд</sub> — удельные расходы; ω — ОПРВ.

Если нагрузка агрегата находится в интервале между точками 1 и 2 (или 4 и 5), то целесообразно уменьшить число работающих агрегатов (а если работает всего один агрегат, то отключить его). При уменьшении числа работающих агрегатов новое значение ОПРВ может оказаться справа от точки 2 (или 5). Тогда надо в соответствии с (IV-57) сравнить с удельным расходом полусумму ОПРВ до и после отключения агрегата. Для насосного режима в условии выгоды отключения (IV-57) знак  $\geq$  надо заменить на  $\leq$ .

Расчет режима удобнее начинать с проверки целесообразности работы ГАЭС в насосном режиме (в часы ночного провала нагрузки). Задаемся наибольшим числом работающих агрегатов. Если постепенным уменьшением числа работающих агрегатов мы получаем  $n = 0$ , то переходим к проверке целесообразности работы ГАЭС в генераторном режиме, постепенно увеличивая  $n$  до максимального. Например, для 5 часа при нагрузке энергосистемы  $P_{\Sigma} = 660$  МВт и  $n = 3$  мощность ТЭС  $P_T = 802,0$  МВт, мощность агрегата ГАЭС  $P_{\text{агр}} = \frac{802,0 - 660,0}{3} = 47,33$  МВт, относительный прирост  $\omega = 0,858 \frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{с}}$  и удельный расход  $\omega_{\text{уд}} = 0,81 \frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{с}}$ . Так как  $\omega > \omega_{\text{уд}}$ , то примем  $n = 2$ ; тогда  $P_T = 757,3$  МВт,  $P_{\text{агр}} = 48,65$  МВт,  $\omega = 0,804 \frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{с}}$  и  $\omega_{\text{уд}} = 0,81 \frac{\text{м}^3}{\text{МВт} \cdot \text{с}}$ . Проверяя по (IV-57) выгод-

ность этого режима, находим  $0,81 \leq \frac{0,804 + 0,858}{2}$ , т. е. выгодно выбрать  $n = 2$ . Распределение нагрузки между ТЭС и ГАЭС для нескольких часов приведено в табл. 16.

На рис. IV. 22, а показаны суточные графики нагрузки для зимнего (сплошная линия) и летнего (пунктирная) дней. Линия 2 показывает найденную в результате выполнения описанных выше расчетов нагрузку ТЭС, а линии 3 и 4 — нагрузку ГАЭС (для зимнего дня) в насосном и генераторном режимах соответственно.

На рис. IV.22, б представлены зависимости множителей Лагранжа  $\alpha_T$  и  $\alpha_n$  для зимнего дня от суточного объема сработки (заполнения)

Таблица 16. Распределение нагрузки между ТЭС и ГАЭС

Часы суток Т, ч	Нагрузка системы $P_{\Sigma}$ , МВт	Нагрузка ТЭС $P_T$ , МВт	Нагрузка ГАЭС $P_{\text{ГАЭС}}$ , МВт	Число агрегатов ГАЭС n, шт.	Относительный прирост ГАЭС $\omega$ , м <sup>3</sup> /МВт·с	Удельный расход ГАЭС $\omega_{\text{уд}}$ , м <sup>3</sup> /МВт·с
2	640,0	783,6	-143,6	3	0,836	0,810
5	660,0	757,3	-97,3	2	0,804	0,810
19	1216,0	1061,0	155,0	3	1,175	1,183
20	1192,0	1082,8	109,2	2	1,201	1,184
21	1145,0	1089,5	55,5	1	1,210	1,184

водохранилища. Разрывы непрерывности, являющиеся следствием изменения числа работающих агрегатов ГАЭС, показывают, что не любые объемы сработки и заполнения могут быть получены при конкретном суточном графике нагрузки системы и параметрах характеристик станций. Размер скачков объема соответствует часовому расходу одного или нескольких агрегатов ГАЭС при оптимальной мощности.

Зависимость экономии топлива от суточного объема сработки имеет максимум, который соответствует равенству  $\alpha_T = \alpha_n = 0,409$  (объем сработки 1,8 млн. м<sup>3</sup>) и составляет около 0,4% суточного расхода тепловой станции.

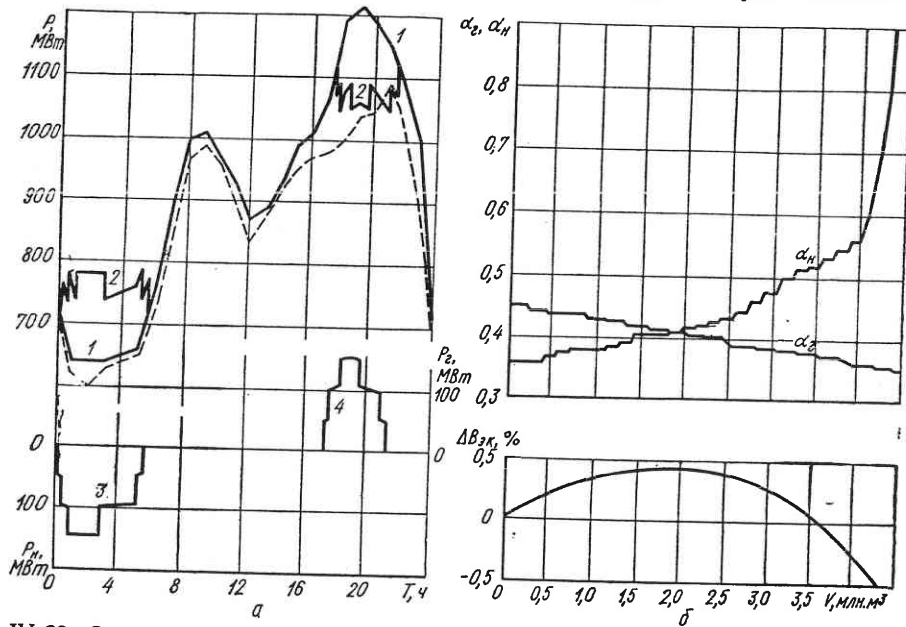
Для летних суток максимум экономии топлива составляет 0,18% от суточного расхода ТЭС и получается при суточном объеме сработки 1,2 млн. м<sup>3</sup>.

Использование ГАЭС, несмотря на двойные потери, вызванные закачкой воды, а затем выработкой электроэнергии, привело к экономии топлива в энергосистеме. Это объясняется тем, что закачка воды производилась при минимальных удельных расходах на ТЭС 0,337—0,338 т. у. т./МВт·ч (нагрузки 760—780 МВт), а работа ГАЭС в генераторном режиме снижала нагрузку ТЭС с 1180—1200 МВт (удельные расходы 0,372—0,375 т. у. т./МВт·ч) до 1060—1120 МВт (удельные расходы 0,356—0,362 т. у. т./МВт·ч).

Применение критерия выгоды изменения числа работающих агрегатов (IV-57) привело к появлению скачков нагрузки ГАЭС, агрегаты которой в этом случае работают при наиболее высоких значениях к. п. д. При плавном возрастании нагрузки системы нагрузка ТЭС



не может оставаться постоянной или плавно возрастать. Вынужденные скачки нагрузки ТЭС (при изменении числа работающих агрегатов ГАЭС) вызывают, конечно, потери динамического режима, которые должны быть учтены при оптимизации режима. Так как мощности ГАЭС будут составлять сравнительно небольшую долю мощности системы, то относительное значение скачков нагрузки будет невелико.



IV.22. Суточные графики нагрузки (а) системы (1), ТЭС, ГАЭС в насосном и генераторном режимах; зависимость экономии топлива и коэффициентов  $\alpha_r$  и  $\alpha_n$  от суточного объема воды (б).

Если нагрузку ГАЭС изменять плавно, используя в качестве критерия изменения числа работающих агрегатов точки пересечения расходных характеристик (или характеристик к. п. д., рис. IV.9), то эффективность работы ГАЭС значительно снижается. В нашем примере такой режим ГАЭС приводит к перерасходу топлива до 0,2% для зимних суток.

## Глава V

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ

#### § V.1. Наиболее выгодное распределение активной нагрузки между электростанциями

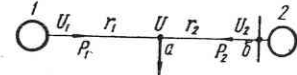
В главе IV рассмотрены вопросы распределения нагрузки между тепловыми и гидроэлектрическими станциями, т. е. в гидротепловой энергосистеме. Основное внимание было уделено режиму ГЭС. Влия-

ние электрической сети, связывающей станции, не учитывалось. В центре внимания § 1 ÷ 4 настоящей главы находятся вопросы распределения нагрузки в энергосистеме, станции которой связаны протяженными линиями электропередачи, влиянием которых нельзя пренебречь. Исследование этих вопросов и разработка метода расчета выполнены И. М. Марковичем.

Рассмотрим простейший случай работы двух станций на общую нагрузку  $P_{\Sigma}$  (рис. V.1) при активных сопротивлениях линий  $r_1$  и  $r_2$  (Ом)<sup>1</sup> и напряжениях в нагрузочном узле  $U$ , а на шинах станций  $U_1$  и  $U_2$  (кВ).

Суммарные потери активной мощности  $\pi$  в линиях электропередачи равны

$$\pi = \frac{(P_1^2 + Q_1^2) r_1}{U_1^2} + \frac{(P_2^2 + Q_2^2) r_2}{U_2^2}. \quad (V-1)$$



V.1. Расчетная схема.

Целевая функция — минимизируемый суммарный расход топлива  $B_{\Sigma} = B_1 + B_2$ .

Уравнение связи — баланс активных мощностей — выражает условие покрытия полезной нагрузки и потерь мощности нагрузками станций  $P_1$  и  $P_2$ :

$$L = P_{\Sigma} + \pi - P_1 - P_2 = 0. \quad (V-2)$$

Вводя неопределенный множитель  $\lambda$ , составляем функцию Лагранжа

$$\Phi = B_{\Sigma} + \lambda L. \quad (V-3)$$

Дифференцируем (V-3) по независимым переменным  $P_1$  и  $P_2$ , полагая, что реактивные мощности остаются постоянными. Приравняв частные производные нулю и обозначая  $\sigma_P$  — относительные приросты потерь активной мощности (производные от потерь активной мощности по активным нагрузкам) — ОППАМ станций, а  $\varepsilon$  — ОПРТ станций, получим

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_1} &= \frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \lambda \left( \frac{\partial \pi}{\partial P_1} - 1 \right) = \varepsilon_1 + \lambda (\sigma_{P_1} - 1) = 0, \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_2} &= \frac{\partial B_2}{\partial P_2} + \lambda \left( \frac{\partial \pi}{\partial P_2} - 1 \right) = \varepsilon_2 + \lambda (\sigma_{P_2} - 1) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (V-4)$$

Отсюда

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_{P_1}} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_{P_2}} = \lambda. \quad (V-5)$$

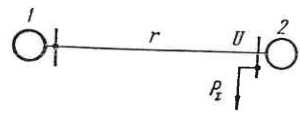
Как мы видели выше (§ III-1), условие (V-5) определяет минимум расхода топлива при ХОП, обращенных выпуклостью вниз.

В простейшем случае для линий без ответвлений ОППАМ являются линейными функциями нагрузок, т. е.  $\sigma_P = kP$ , где  $k = \frac{2r}{U^2}$ . Если  $P$  — в МВт, то надо брать  $r$  в Ом, а  $U$  в кВ. Например, если  $U = 230$  кВ и  $r = 6,2$  Ом, то  $k = 0,24 \cdot 10^{-3}$  1/МВт.

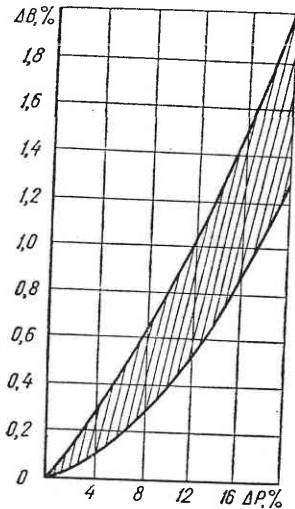
<sup>1</sup> Приведенных, как и всюду дальше, к одной ступени напряжения.

Два уравнения (V-5) и уравнение (V-2) дают возможность определить три неизвестных величины —  $P_1$ ,  $P_2$  и  $\lambda$ .

Множитель  $\lambda$  имеет размерность относительного прироста расхода топлива (или денежных средств) и представляет собой *общесистемный ОПРТ*, или ОПРТ в так называемой *балансирующей точке*, где как бы реализуется баланс активных мощностей системы. Иными словами, изменение нагрузки любой станции должно компенсироваться соответствующим изменением нагрузки балансирующей точки.



V.2. Расчетная схема.



V.3. Зависимость вероятных значений перерасхода топлива при распределении нагрузки без учета потерь в сети от относительной величины потерь мощности.

Выбор балансирующей точки произволен. Это может быть нагрузочный узел или точка присоединения источника мощности. В последнем случае общесистемным ОПРТ будет ОПРТ станции, присоединенной к балансирующей точке, что несколько упрощает расчет. Для дальнейшего упрощения расчетов желательно, чтобы эта балансирующая точка по мощности совпадала с точкой базисного напряжения. Если балансирующей является точка *a* (рис. V.1), то

$$\sigma_{P_1} = -\frac{\partial \pi}{\partial P_1} = \frac{2P_1 r_1}{U_1^2} \quad \text{и} \quad \sigma_{P_2} = \frac{2P_2 r_2}{U_2^2}. \quad (V-6)$$

Если за балансирующую принять точку *b*, то (имея в виду, что направление передачи мощности  $P_2$  противоположно направлению движения от станции 1 к балансирующей точке)

$$\sigma'_{P_1} = \frac{2P_1 r_1}{U_1^2} - \frac{2P_2 r_2}{U_2^2}, \quad \sigma'_{P_2} = 0;$$

$$\lambda' = \frac{\epsilon_1}{1 - \sigma'_{P_1}} = \epsilon_2.$$

Выражения вида  $\frac{\epsilon}{1 - \sigma_P}$  носят название *приведенных ОПРТ*.

Относительная величина потерь мощности в линии от 1 до *a*, вызванная протеканием активной мощности,

$$\Delta P_{P_*} = \frac{P_1^2 r_1}{U_1^2} \cdot \frac{1}{P_1} = \frac{P_1 r_1}{U_1^2}$$

и полной мощности

$$\Delta P_{S_*} = \frac{(P_1^2 + Q_1^2) r_1}{U_1^2} \cdot \frac{1}{P_1} = \frac{P_1 r_1}{U_1^2} (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi). \quad (V-7)$$

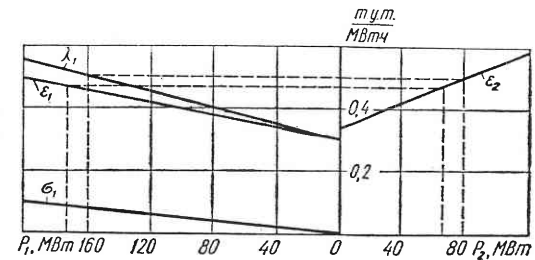
Из сопоставления (V-6) и (V-7) ясно, что относительный прирост потерь мощности (ОППМ) на каком-либо участке электрической сети,

не имеющем ответвлений, равен удвоенному значению  $\Delta P_{P_*}$  на том же участке сети, т. е.

$$\sigma_P = 2\Delta P_{P_*} = \frac{2\Delta P_{S_*}}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi} \quad (V-8)$$

Используя метод идеализированных характеристик (как в § II-8), можно определить перерасход топлива в результате отказа от учета ОППМ при распределении нагрузки в простейшей схеме (рис. V.2). Наибольшие значения перерасхода соответствуют передаче энергии от крупной экономичной станции в энергосистему, мощность которой в несколько раз превышает мощность станции, а оборудование менее экономично. Вероятная зона погрешностей показана на рис. V.3, из которого видно, что перерасход топлива может достигать значительных относительных величин. Это заставляет учитывать ОППМ практически во всех линиях электропередачи основной сети энергосистемы, т. е. в линиях, связывающих электростанции.

Равенство приведенных относительных приростов (V-5) является, совместно с балансом нагрузок (V-2), условием наивыгоднейшего распределения активной нагрузки с учетом относительного прироста потерь в сети, но без учета влияния реактивной нагрузки.



V.4. Влияние сопротивления линии на распределение нагрузки.

На рис. V.4 показаны линеаризованные ХОП двух станций ( $\epsilon_1$  и  $\epsilon_2$ ). Суммарная нагрузка 240 МВт присоединена к шинам станции 2, станция 1 связана со станцией 2 линией 110 кВ, сопротивление которой 3 Ом. Зависимость ОППМ от нагрузки показана прямой  $\sigma_1$ , приведенный ОПРТ станции 1 — прямой  $\lambda_1$ .

Из рисунка видно, что без учета ОППМ оптимальные нагрузки должны быть  $P_1 = 173$  МВт,  $P_2 = 67$  МВт, а с учетом — 160 МВт и 80 МВт соответственно.

В табл. 17 и 18 приведены некоторые данные, характеризующие относительные приросты потерь мощности в трансформаторах и линиях электропередачи. ОППМ трансформаторов

$$\sigma = \frac{\partial P_{к.з}}{\partial P} = \frac{\partial}{\partial P} \left[ P_{к.з} \frac{S^2}{S_n^2} \right] = \frac{2P \cdot P_{к.з}}{S_n^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad \text{отн. ед.} \quad (V-9)$$

Здесь  $S_n$  — номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S$  и  $P$  — полная и активная нагрузка;

$P_{к.з}$  и  $P_{к.з}$  — потери в меди (потери короткого замыкания в трансформаторах) при номинальной нагрузке и при нагрузке  $S$ .

В пятой графе табл. 17 даны значения ОППМ при  $S = S_n$ . Эти величины могут быть найдены приближенно по эмпирической

зависимости

$$\sigma = \frac{23 \cdot 10^{-3}}{\sqrt[4]{S_H}} \text{ отн. ед.} \quad (V-10)$$

В графах 7 и 8 табл. 18 приведены значения ОППМ в линиях 100 км при номинальном напряжении.

Относительные приросты потерь активной мощности (ОППАМ)  $\sigma_P$  и  $\sigma_Q$  и относительные приросты потерь реактивной мощности

Таблица 17. Характеристики некоторых силовых трансформаторов

Тип	Номинальная мощность	Номинальное напряжение	Активные потери короткого замыкания	Относительный прирост потерь мощности при номинальной нагрузке
	$S_H$	$U$	$P_{к.з}$	$\sigma_{P_H}$
	МВА	кВ	МВт	отн. ед.
ТД	10,0	35	0,065	$13 \cdot 10^{-3}$
»	16,0	35	0,090	$11 \cdot 10^{-3}$
»	40,0	35	0,180	$9 \cdot 10^{-3}$
»	80,0	35	0,330	$8,2 \cdot 10^{-3}$
ТДЦ	90,0	121	0,410	$9 \cdot 10^{-3}$
»	120,0	121	0,500	$8,3 \cdot 10^{-3}$
»	180,0	121	0,680	$7,5 \cdot 10^{-3}$
»	240,0	121	0,700	$5,9 \cdot 10^{-3}$

(ОППРМ)  $\vartheta_P$  и  $\vartheta_Q$  (§ V-2) даны на 1 МВт ( $\sigma_P$  и  $\vartheta_P$ ) или на 1 МВАр ( $\sigma_Q$  и  $\vartheta_Q$ ) на 100 км линии.

### § V-2. Расчет наиболее выгодных режимов работы энергосистемы с учетом реактивной нагрузки

Совместное наиболее выгодное распределение активной и реактивной нагрузок. Рассмотрим случай работы  $n$  источников ( $i = 1, \dots, n$ ) активной и реактивной мощности (это могут быть отдельные агрегаты или электростанции) и  $m$  источников ( $j = 1, \dots, m$ ) реактивной мощности на сеть произвольной конфигурации, от которой питаются потребители, создающие суммарные активную и реактивную нагрузки  $P_\Sigma$  и  $Q_\Sigma$ .

Целевую функцию представим в виде суммы затрат на производство активной мощности.

Обозначим  $\pi$  и  $\xi$  — суммарные потери активной и реактивной мощности в сети и  $c_i$  — цену топлива,  $\frac{\text{руб.}}{\text{т. у. т.}}$ .

Уравнения связи представляют собой условия баланса активных и реактивных мощностей

$$\left. \begin{aligned} L = P_\Sigma + \pi - \sum_{i=1}^n P_i &= 0, \\ M = Q_\Sigma + \xi - \sum_{i=1}^n Q_i - \sum_{j=1}^m Q_j &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (V-11)$$

Введя неопределенные множители  $\lambda$  и  $\mu$ , составим функцию Лагранжа

$$\Phi = \sum_{i=1}^n c_i B_i + \lambda L + \mu M. \quad (V-12)$$

Таблица 18. Характеристики линий электропередачи высокого напряжения

Номинальное напряжение линии	Марка провода	Число проводов в фазе и расстояние между ними в мм	Активное сопротивление при 20° С	Индуктивное сопротивление	Добротность линии	ОППАМ на 1 МВт или на 1 МВАр (на 100 км)	ОППРМ <sup>1</sup> на 1 МВАр или на 1 МВт (на 100 км)
$U$	—	—	$r$	$x$	$\gamma = \frac{x}{r}$	$\frac{2r}{U^2}$	$\frac{2x}{U^2}$
кВ	—		Ом/км	Ом/км	отн. ед.	1/МВт	1/МВАр
110	АС-70	1	0,45	0,4	0,9	$7,4 \cdot 10^{-3}$	$6,6 \cdot 10^{-3}$
	АС-95	1	0,33		1,2	$5,4 \cdot 10^{-3}$	
	АС-120	1	0,27		1,5	$4,4 \cdot 10^{-3}$	
	АС-150	1	0,21		1,9	$3,5 \cdot 10^{-3}$	
	АС-185	1	0,17		2,4	$2,8 \cdot 10^{-3}$	
	АС-240	1	0,131		3,0	$2,16 \cdot 10^{-3}$	
	АС-300	1	0,105		3,8	$1,74 \cdot 10^{-3}$	
	АС-400	1	0,078		5,1	$1,28 \cdot 10^{-3}$	
154	АС-240	1	0,131	0,4	3,0	$1,10 \cdot 10^{-3}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$
	АСО-300	1	0,108		3,8	$0,92 \cdot 10^{-3}$	
	АСО-400	1	0,078		5,1	$0,66 \cdot 10^{-3}$	
	АСО-500	1	0,065		6,2	$0,55 \cdot 10^{-3}$	
	АСО-600	1	0,055		7,3	$0,46 \cdot 10^{-3}$	
220	АСО-300	1	0,108	0,41	3,8	$0,44 \cdot 10^{-3}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$
	АСО-400	1	0,078		5,3	$0,32 \cdot 10^{-3}$	
	АСО-500	1	0,065		6,3	$0,27 \cdot 10^{-3}$	
	АСО-600	1	0,055		7,5	$0,23 \cdot 10^{-3}$	
330	АСО-300	$2 \times 400$	0,054	0,32	5,8	$0,101 \cdot 10^{-3}$	$0,58 \cdot 10^{-3}$
	АСО-400	$2 \times 400$	0,039		8,2	$0,071 \cdot 10^{-3}$	
500	АСО-500	$3 \times 500$	0,022	0,29	13,2	$0,0175 \cdot 10^{-3}$	$0,23 \cdot 10^{-3}$
750	АСО-600	$4 \times 600$	0,0138	0,27	19,6	$0,0049 \cdot 10^{-3}$	$0,103 \cdot 10^{-3}$

<sup>1</sup> Относительный прирост потерь реактивной мощности (производная от  $\xi$  по реактивной или активной нагрузке).

Дифференцируя эту функцию по всем  $2n + m$  независимым переменным  $P_i$ ,  $Q_i$  и  $Q_j$ , приравниваем частные производные нулю. Обозначим

$$\frac{\partial B}{\partial P} = \varepsilon; \quad \frac{\partial \pi}{\partial P} = \sigma_P; \quad \frac{\partial \pi}{\partial Q} = \sigma_Q; \quad \frac{\partial \xi}{\partial P} = \vartheta_P; \quad \frac{\partial \xi}{\partial Q} = \vartheta_Q. \quad (V-13)$$

Тогда

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = c_i \varepsilon_i + \lambda (\sigma_{P_i} - 1) + \mu \vartheta_{P_i} = 0 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (V-14)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \lambda \sigma_{Q_i} + \mu (\vartheta_{Q_i} - 1) = 0 \quad (i = 1, \dots, n), \quad (V-15)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_j} = \lambda \sigma_{Q_j} + \mu (\vartheta_{Q_j} - 1) = 0 \quad (j = 1, \dots, m). \quad (V-16)$$

Из (V-15) найдем  $\mu$  и подставим в (V-14). После преобразований получим

$$\frac{c_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{P_i} - \frac{\vartheta_{P_i} \sigma_{Q_i}}{1 - \vartheta_{Q_i}}} = \lambda, \quad \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}} \quad (i = 1, \dots, n). \quad (V-17)$$

Подставляя это выражение в (V-15), найдем

$$\frac{c_i \varepsilon_i \frac{\sigma_{Q_i}}{1 - \sigma_{P_i}}}{1 - \vartheta_{Q_i} - \frac{\vartheta_{P_i} \sigma_{Q_i}}{1 - \sigma_{P_i}}} = \mu, \quad \frac{\text{руб.}}{\text{МВАр} \cdot \text{ч}} \quad (i = 1, \dots, n). \quad (V-18)$$

Аналогично найдем для источников реактивной мощности

$$\frac{\lambda \sigma_{Q_j}}{1 - \vartheta_{Q_j}} = \mu, \quad \frac{\text{руб.}}{\text{МВАр} \cdot \text{ч}} \quad (j = 1, \dots, m). \quad (V-19)$$

В этом случае  $\lambda$  определяется из условия распределения активных нагрузок.

Уравнение (V-18) также можно привести к виду (V-19).

Система из  $2n + m + 2$  уравнений (V-11), (V-14), (V-15), (V-16) дает возможность определить все  $2n + m + 2$  неизвестных  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $Q_j$ ,  $\lambda$ ,  $\mu$ . Если один или несколько источников активной или реактивной мощности совпадают с балансирующей точкой, уравнения вида (V-17) вырождаются для этих источников в уравнения вида  $c_i \varepsilon_i = \lambda$ . Если учесть затраты на производство реактивной мощности  $R_i$  (руб./ч) и обозначить  $\rho_i = \frac{\partial R_i}{\partial Q_i}$ , получим уточненные варианты уравнений (V-17) и (V-18)

$$\frac{c_i \varepsilon_i + \rho_i \frac{\vartheta_{P_i}}{1 - \vartheta_{Q_i}}}{1 - \sigma_{P_i} - \frac{\vartheta_{P_i} \sigma_{Q_i}}{1 - \vartheta_{Q_i}}} = \lambda \quad (i = 1, \dots, n) \quad (V-20)$$

и

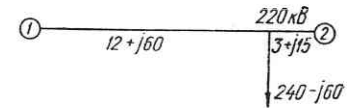
$$\frac{c_i \varepsilon_i \frac{\sigma_{Q_i}}{1 - \sigma_{P_i}} + \rho_i}{1 - \vartheta_{Q_i} - \frac{\vartheta_{P_i} \sigma_{Q_i}}{1 - \sigma_{P_i}}} = \mu \quad (i = 1, \dots, n). \quad (V-21)$$

Если допустить возможность независимого распределения активных и реактивных мощностей, т. е. принять, что выбранное распределение активных нагрузок ни в какой степени не влияет на оптимальное распределение реактивных (и наоборот), то выражение (V-21) может быть упрощено и приведено к виду (V-25).

**Пример.** Рассмотрим простейшую схему энергосистемы с двумя станциями и одним нагрузочным узлом (рис. V.5). Допустим, что расходные характеристики станций в пределах регулировочного диапазона аппроксимируются квадратичным трехчленом

$$B = B_{x,x} + mP + nP^2.$$

Пренебрегая постоянной составляющей, примем  $m_1 = 0,3$  т. у. т./МВт. · ч,  $m_2 = 0,34$  т. у. т./МВт · ч,  $n_1 = 0,5 \cdot 10^{-3}$  т. у. т./МВт<sup>2</sup> · ч,  $n_2 = 10^{-3}$  т. у. т./МВт<sup>2</sup> · ч. Распределение активной нагрузки по условию равенства ОПРТ без учета потерь в сети (III-5)  $m_1 + 2n_1 P_1 = m_2 + 2n_2 (P_\Sigma - P_1)$  дает  $P_1 = 173,333$  МВт,  $P_2 = P_\Sigma - P_1 = 66,667$  МВт.



V.5. Расчетная схема.

а) Примем, что реактивные нагрузки распределяются пропорционально активным, т. е.  $Q_1 = 43,333$  МВА,  $Q_2 = 16,667$  МВА. Тогда потери активной мощности будут равны

$$\pi_1 = r_1 \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} = 12 \frac{173,333^2 + 43,333^2}{220^2} = 7,915 \text{ МВт},$$

$$\pi_2 = r_2 \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} = 0,293 \text{ МВт}.$$

Фактические нагрузки станций с учетом потерь в сети  $P_{11} = P_1 + \pi_1 = 181,248$  МВт;  $P_{22} = P_2 + \pi_2 = 66,960$  МВт.

Вычисляем расходы топлива

$$B_1 = 70,800 \text{ т. у. т./ч} \text{ и } B_2 = 27,250 \text{ т. у. т./ч}.$$

Суммарный расход топлива в системе  $B_\Sigma = 98,050 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}$ .

Потери реактивной мощности

$$\xi_1 = x_1 \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} = 60 \frac{173,333^2 + 43,333^2}{220^2} = 39,575 \text{ МВАр};$$

$$\xi_2 = 1,465 \text{ МВАр},$$

$$\xi = \xi_1 + \xi_2 = 41,040 \text{ МВАр}.$$

Реактивные нагрузки станций с учетом потерь:

$$Q_{11} = Q_1 + \xi_1 = 43,333 + 39,575 = 82,908 \text{ МВАр}; \quad Q_{22} = 18,132 \text{ МВАр}.$$

б) При учете ОППМ используем выражение (V-5)

$$\lambda = \frac{m_1 + 2n_1 P_1'}{1 - \frac{2P_1' r_1}{U^2}} = \frac{m_2 + 2n_2 (P_\Sigma - P_1')}{1 - \frac{2(P_\Sigma - P_1') r_2}{U^2}}.$$

Для рассматриваемой простейшей схемы получаем квадратное уравнение, решение которого дает  $P_1' = 161,561$  МВт,  $P_2' = 78,439$  МВт.

Принимая, как и в предыдущем случае, что реактивные нагрузки распределяются пропорционально активным, найдем потери  $\pi_1' = 6,876$  МВт;  $\pi_2' = 0,405$  МВт;  $\xi_1' = 34,380$  МВАр;  $\xi_2' = 2,025$  МВАр;  $\xi_{\Sigma}' = 36,405$  МВАр и нагрузки станций  $P_{11}' = 168,437$  МВт;  $P_{22}' = 78,844$  МВт;  $Q_{11}' = 74,770$  МВАр и  $Q_{22}' = 21,635$  МВАр.

При этом расходы топлива

$B_1' = 64,717$  т. у. т./ч,  $B_2' = 33,023$  т. у. т./ч и  $B_{\Sigma}' = 97,740$  т. у. т./ч.

Учет ОППМ в сети дал экономию топлива  $\Delta B' = 0,31 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}$ , т. е. 0,32%.

В условиях эксплуатации энергосистем принятая здесь для упрощения расчетов аппроксимация характеристик не применяется. Используются реальные экономические характеристики оборудования, расчет оптимальных режимов производится с помощью ЭЦВМ (глава IX) или специализированных вычислительных устройств (глава VII).

в) При совместном наивыгоднейшем распределении активных и реактивных нагрузок используем выражения (V-17) и (V-18). Частные производные определяем по выражениям вида (V-6).

$$\sigma_{P_1} = \frac{2P_1 r_1}{U^2} = \frac{2P_1 12}{220^2} = 0,497 \cdot 10^{-3} P_1'' \text{ отн. ед.},$$

$$\sigma_{Q_1} = \frac{2Q_1 r_1}{U^2} = \frac{2Q_1 12}{220^2} = 0,497 \cdot 10^{-3} Q_1'' \text{ МВт/МВАр},$$

$$\vartheta_{P_1} = \frac{2P_1 x_1}{U^2} = \frac{2P_1 60}{220^2} = 2,48 \cdot 10^{-3} P_1'' \text{ МВАр/МВт},$$

$$\vartheta_{Q_1} = \frac{2Q_1 x_1}{U^2} = \frac{2Q_1 60}{220^2} = 2,48 \cdot 10^{-3} Q_1'' \text{ отн. ед.},$$

$$\sigma_{P_2} = 0,124 \cdot 10^{-3} P_2'';$$

$$\sigma_{Q_2} = 0,124 \cdot 10^{-3} Q_2'';$$

$$\vartheta_{P_2} = 0,62 \cdot 10^{-3} P_2'';$$

$$\vartheta_{Q_2} = 0,62 \cdot 10^{-3} Q_2''.$$

При подстановке этих значений в (V-17) и (V-18) получаем настолько сложные зависимости, что оказывается целесообразным применить метод последовательного приближения. Для этого задаемся некоторым произвольным распределением реактивных нагрузок  $Q_i^0$  (нулевое приближение) и находим оптимальные активные нагрузки  $P_i'$ . Далее определяем оптимальные реактивные нагрузки  $Q_i'$  при найденных  $P_i'$ .

Следующим шагом будет определение активных нагрузок при вычисленных на предыдущем шаге  $Q_i'$  (метод «качалки»).

Расчет заканчивается, когда изменения активных и реактивных нагрузок делаются меньше наперед заданных величин, определяющих

точность расчета. Ход расчета иллюстрирует следующая схема, на которой стрелками показана последовательность расчетов

$$\begin{array}{l} Q_1^0 = 20,0 \text{ МВАр} \\ Q_1^I = 12,025 \text{ МВАр} \\ Q_1^{II} = 12,008 \text{ МВАр} \\ Q_1^{III} = 12,008 \text{ МВАр} \end{array} \begin{array}{l} \nearrow P_1^I = 160,960 \text{ МВт;} \\ \nearrow P_1^{II} = 161,223 \text{ МВт;} \\ \nearrow P_1^{III} = 161,224 \text{ МВт.} \end{array}$$

В результате расчетов получаем  $P_1'' = 161,224$  МВт,  $P_2'' = P_{\Sigma}'' = 78,776$  МВт,  $Q_1'' = 12,008$  МВАр и  $Q_2'' = 47,992$  МВАр.

Потери реактивной мощности  $\xi_1'' = 32,402$  МВАр,  $\xi_2'' = 2,606$  МВАр;  $\xi'' = \xi_1'' + \xi_2'' = 35,008$  МВАр; потери активной мощности  $\pi_1'' = 6,480$  МВт;  $\pi_2'' = 0,527$  МВт и нагрузки станций с учетом потерь  $P_{11}'' = 167,704$  МВт;  $P_{22}'' = 79,303$  МВт;  $Q_{11}'' = 44,410$  МВАр и  $Q_{22}'' = 50,598$  МВАр.

При этом расходы топлива  $B_1'' = 64,373 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}$ ,

$$B_2'' = 33,252 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}} \text{ и } B_{\Sigma}'' = 97,625 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}.$$

Совместное распределение активных и реактивных мощностей дало дополнительную экономию топлива  $\Delta B'' = 0,115 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{ч}}$ , т. е. 0,12%.

**Распределение реактивной нагрузки.** Составим функцию Лагранжа для оптимизации распределения только реактивных мощностей. Целевая функция представляет собой сумму затрат на производство реактивной мощности и на потери активной энергии при стоимости ее

$$a \frac{\text{руб.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$\Phi = \sum_{j=1}^m R_j + \sum_{i=1}^n R_i + a\pi + \mu_1 \left( Q_{\Sigma} + \xi - \sum_{j=1}^m Q_j - \sum_{i=1}^n Q_i \right). \quad (\text{V-22})$$

Дифференцируя и приравнявая нулю частные производные, получим:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_j} = \rho_j + a\sigma_{Q_j} + \mu_1 (\vartheta_{Q_j} - 1) = 0 \quad (j = 1, \dots, m), \quad (\text{V-23})$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \rho_i + a\sigma_{Q_i} + \mu_1 (\vartheta_{Q_i} - 1) = 0 \quad (i = 1, \dots, n). \quad (\text{V-24})$$

Отсюда

$$\frac{\rho_j + a\sigma_{Q_j}}{1 - \vartheta_{Q_j}} = \frac{\rho_i + a\sigma_{Q_i}}{1 - \vartheta_{Q_i}} = \mu_1 \quad (\text{V-25})$$

$$(j = 1, \dots, m),$$

$$(i = 1, \dots, n).$$



При  $\rho_j = \rho_i = 0$  получим

$$\frac{\sigma_{Q_j}}{1 - \vartheta_{Q_j}} = \frac{\sigma_{Q_i}}{1 - \vartheta_{Q_i}} = \mu_2 = \frac{\mu_1}{a}. \quad (V-26)$$

Заметим, что в (V-25) размерность  $\mu_1$  —  $\frac{\text{руб.}}{\text{МВАр} \cdot \text{ч}}$ , в (V-26)  $\mu_2$  — относительные единицы. В этом случае число уравнений (V-11), (V-25) и число неизвестных ( $Q_i$ ,  $Q_j$  и  $\mu_1$ ) равны  $n + m + 1$ .

**Пример.** Найдем для исходных данных примера на с. 157 оптимальные реактивные нагрузки, распределяя их независимо от активных и используя выражение (V-26). Из полученного уравнения

$$\frac{\frac{2r_1}{U^2} Q_1'''}{\frac{2x_1}{U^2} Q_1'''} = \frac{\frac{2r_2}{U^2} (Q_{\Sigma}''' - Q_2''')}{\frac{2x_2}{U^2} (Q_{\Sigma}''' - Q_1''')}$$

вычисляем  $Q_1''' = 12,000$  МВАр и, далее,  $Q_2''' = 48,000$  МВАр.

В предыдущем примере найдены активные нагрузки (при независимом от реактивной нагрузки распределении)  $P_1' = 161,561$  МВт и  $P_2' = 78,439$  МВт. При этом потери будут равны:

$$\pi_1''' = r_1 \frac{P_1'^2 + Q_1'''^2}{U^2} = 12 \frac{161,561^2 + 12,000^2}{220^2} = 6,507 \text{ МВт}; \quad \pi_2''' = 0,524 \text{ МВт};$$

$$\xi_1''' = x_1 \frac{P_1'^2 + Q_1'''^2}{U^2} = 60 \frac{161,561^2 + 12,000^2}{220^2} = 32,535 \text{ МВАр};$$

$$\xi_2''' = 2,620 \text{ МВАр}; \quad \xi_{\Sigma}''' = 35,155 \text{ МВАр}.$$

Нагрузки станций с учетом потерь в сети:

$$P_{11}''' = P_1' + \pi_1''' = 161,561 + 6,507 = 168,068 \text{ МВт}; \quad P_{22}''' = 78,963 \text{ МВт};$$

$$Q_{11}''' = Q_1' + \xi_1''' = 44,535 \text{ МВАр}; \quad Q_{22}''' = 50,620 \text{ МВАр}.$$

Из этого расчета видим, что активные и реактивные нагрузки станций близки к значениям, найденным при совместном распределении активной и реактивной нагрузок. Отклонения активных нагрузок станций составляют +0,21 и -0,44%, реактивных +0,28 и +0,04% соответственно.

Совместное распределение активной и реактивной нагрузок по сравнению с отдельным дало экономию топлива 0,002%, суммарные потери реактивной мощности снизились на 0,42%.

Рассмотрим выведенные выше выражения, чтобы уяснить физический смысл их составляющих.

Частные производные  $\sigma_P$ ,  $\sigma_Q$ ,  $\vartheta_P$  и  $\vartheta_Q$  представляют собой относительные приросты потерь активной ( $\sigma_P$ ,  $\sigma_Q$ ) или реактивной ( $\vartheta_P$ ,  $\vartheta_Q$ ) мощности по активной ( $\sigma_P$ ,  $\vartheta_P$ ) или реактивной ( $\sigma_Q$ ,  $\vartheta_Q$ ) нагрузке той или иной станции. При изменении нагрузки станции на 1 МВт (или 1 МВАр) потери активной мощности во всей сети изменяются

на  $\sigma_P$  (или  $\sigma_Q$ ) МВт, а потери реактивной мощности во всей сети — на  $\vartheta_P$  (или  $\vartheta_Q$ ) МВАр. При определении этих величин предполагается, что нагрузки всех остальных станций остаются постоянными и что изменение нагрузки рассматриваемой станции (назовем ее  $i$ -й) компенсируется изменением нагрузки балансирующей точки (с учетом изменения потерь в сети).

Отсюда ясно, что знаменатель (V-26) представляет собой относительное изменение реактивной нагрузки балансирующей точки при изменении  $Q_i$ . Следовательно, общесистемный относительный прирост потерь реактивной мощности (ОППРМ) представляет собой производную от потерь активной мощности по реактивной нагрузке, отнесенную к изменению реактивной нагрузки балансирующей точки.

С учетом (V-26) можно представить (V-17) в виде

$$\frac{c_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{P_i} - \mu_2 \vartheta_{P_i}} = \lambda. \quad (V-27)$$

Так как  $\sigma_{P_i}$  и  $\mu_2 \vartheta_{P_i}$  — относительные приросты потерь активной мощности при изменении активной и реактивной нагрузок, то знаменатель левой части уравнения (V-27) представляет собой полную относительную величину изменения потерь активной мощности. Следовательно, левые части уравнений (V-27) и (V-17) представляют собой относительный прирост расхода топлива ( $\varepsilon_i$ ) или денежных средств ( $c_i \varepsilon_i$ ), отнесенный к балансирующей точке. Он должен равняться общесистемному приросту  $\lambda$ , что и отображается уравнениями (V-27) и (V-17).

Выведенные уравнения дают возможность находить наиболее выгодное распределение активной и реактивной нагрузок в предположении независимости напряжений в узлах схемы от выбранного режима.

**Оценка погрешностей, вносимых в расчет из-за пренебрежения влиянием реактивной нагрузки.** При учете только ОПП активной мощности при ее передаче знаменатель приведенного ОПРТ (V-5) равен  $1 - \sigma_P$ ; в более точном выражении (V-17), учитывающем влияние реактивной нагрузки, он имеет вид

$$1 - \sigma_P - \frac{\sigma_Q \vartheta_P}{1 - \vartheta_Q} = 1 - \sigma_P (1 + \chi), \quad (V-28)$$

где

$$\chi = \frac{\sigma_Q \vartheta_P}{(1 - \vartheta_Q) \sigma_P}. \quad (V-29)$$

Чтобы оценить влияние  $\sigma_Q$ ,  $\vartheta_P$  и  $\vartheta_Q$ , рассчитаем значения  $\chi$  для одиночной линии без ответвлений при различных ее параметрах и режимах работы. Используя выражения частных производных для одиночной линии на с. 158 (и опуская индексы 1), получим

$$\chi = \frac{\frac{2Qr}{U^2} \cdot \frac{2Px}{U^2}}{\left(1 - \frac{2Qx}{U^2}\right) \frac{2Pr}{U^2}} = \frac{\frac{2Qx}{U^2}}{1 - 2 \frac{Qx}{U^2}} = \frac{\vartheta_Q}{1 - \vartheta_Q}. \quad (V-30)$$

Найдем отношение

$$\frac{\vartheta_Q}{\sigma_P} = \frac{2Qx}{U^2} \cdot \frac{U^2}{2Pr} = \frac{Q}{P} \cdot \frac{x}{r}. \quad (V-31)$$

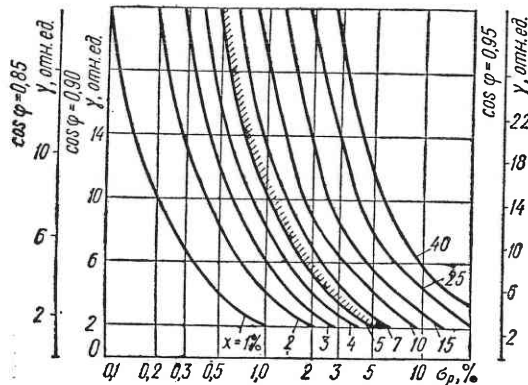
Но  $\frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \varphi$ ; отношение  $\frac{x}{r} = \gamma$  представляет собой *добротность* линии.

Тогда

$$\vartheta_Q = \sigma_P \cdot \gamma \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (V-32)$$

Подставляя это в (V-29), получим

$$\chi = \frac{\sigma_P \gamma \operatorname{tg} \varphi}{1 - \sigma_P \gamma \operatorname{tg} \varphi}. \quad (V-33)$$



V.6. Изолинии погрешности при пренебрежении частными производными  $\sigma_Q$ ,  $\vartheta_P$  и  $\vartheta_Q$ .

Зададимся коэффициентом мощности  $\cos \varphi = 0,9$  и рассчитаем значения  $\sigma_P$  для ряда значений  $\gamma$  и  $\chi$ , выразив погрешность в процентах. Результаты расчета показаны на рис. V.6 в виде зависимостей  $\sigma_P$  ( $\gamma$ ). Как видно из графиков, где штриховкой отмечена граница зоны погрешностей  $\chi \leq 5\%$ , отказ от учета третьего члена (V-28) приводит к большим погрешностям, особенно в длинных линиях (с большими

$\sigma_P$ %) и в линиях высокого напряжения (с высокими значениями  $\gamma$ ).

**Понятие об оптимизации режима объединенных энергосистем.**

В настоящее время все энергосистемы Европейской части СССР и часть энергосистем Казахстана и Западной Сибири объединены в Единую энергетическую систему (ЕЭС) СССР. Три других крупных объединения охватывают энергосистемы Сибири и Средней Азии. В недалеком будущем они будут связаны и будет создана ЕЭС Советского Союза.

Оптимизация режима работы таких крупных объединений возможна лишь при поэтапном решении задачи. Первоначально распределяется нагрузка между энергозонами — объединениями энергосистем (ОЭС), затем — между энергосистемами в каждом ОЭС и так далее. При этом энергосистемы представляются в расчетах своими обобщенными экономическими характеристиками.

Построение обобщенных характеристик может быть выполнено аналогично § II-3, но с учетом относительных приростов потерь мощности. Особые затруднения возникают в тех случаях, когда энергосистемы связаны несколькими линиями, примыкающими в различных точках, что исключает возможность построения общей характеристики энергосистемы.

Одной из важных задач таких расчетов является определение наиболее выгодных режимов линий межсистемных связей<sup>1</sup>.

Пропускная способность линий электропередачи, связывающих энергосистемы или объединения, должна приниматься во внимание как при расчетах устойчивости параллельной работы, так и при расчетах экономических режимов. Принято называть «слабой связью» связь посредством линий или трансформаторов, пропускная способность которых меньше 15% мощности менее мощной из двух связанных систем. Слабая связь затрудняет обеспечение устойчивости. С другой стороны, мощность, которая должна передаваться по линии для обеспечения экономичности, может превысить пропускную способность. В те периоды суток, когда наблюдается это превышение, линия связи рассматривается при расчете экономического режима как источник (или потребитель) заданной мощности.

### § V-3. Определение относительных приростов потерь мощности в электрической сети

**Определение ОПММ в однородных сетях.** В сети, состоящей из  $s$  участков ( $h = 1, \dots, s$ ), суммарные потери активной и реактивной мощности можно найти по формулам:

$$\pi = \sum_{h=1}^s \frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_h^2} r_h \quad \text{и} \quad \xi = \sum_{h=1}^s \frac{P_h^2 + Q_h^2}{U_h^2} x_h. \quad (V-34)$$

Здесь  $r_h$  и  $x_h$  — активные и индуктивные сопротивления соответствующих участков сети;  $U_h$ ,  $P_h$ ,  $Q_h$  должны соответствовать одной и той же точке участка  $h$ .

Эти выражения дают не полные потери мощности, а только те их части, которые определяются токами в участках сети, т. е. потери в проводах линий и в меди трансформаторов, существенно зависящие от потокораспределения. Вторая часть потерь активной мощности, зависящая от напряжения (потери на корону и в стали), и соответствующие потери реактивной мощности (на намагничивание) мало зависят от распределения мощностей и в расчет не вводятся, так как их учет потребовал бы значительного усложнения расчетов, не оправдывающегося ожидаемыми экономическими результатами повышения точности.

В сети с замкнутыми контурами можно вести расчет без учета взаимного влияния распределения активных и реактивных мощностей только в том случае, если сеть однородна, т. е. если отношения  $x_h : r_h$ , определяющие добротность ветвей сети, одинаковы для всех ее участков.

Известно, что в однородной сети для каждого замкнутого контура сумма произведений  $P_h r_h$  равна нулю. Следовательно, суммарное значение  $\sigma_P$ , пропорциональное  $\sum P_h r_h$  (V-34), не зависит от пути, выбранного для связи расчетного источника мощности с балансирующей точкой.

<sup>1</sup> В зарубежной литературе они называются линиями интерконнекции.

Используя среднее напряжение сети (или ее участков), для однородной сети можно определять ОППМ по формуле

$$\sigma_{P_i} = \sum_{h=1}^k \frac{2P_h r_h}{U_{cp}^2}. \quad (V-35)$$

Здесь  $k$  — число участков сети от станции  $i$  до балансирующей точки.

**Определение ОППМ в неоднородных сетях.** В неоднородной сети недостаточно учитывать влияние изменения активных (реактивных) нагрузок на активные (реактивные) нагрузки участков сети, т. е. производных вида  $\frac{\partial P_h}{\partial P_i}$  или  $\frac{\partial Q_h}{\partial Q_i}$ ; необходимо учитывать взаимное влияние распределения активной и реактивной мощности. Это можно сделать, вводя частные производные вида  $\frac{\partial P_h}{\partial Q_i}$  и  $\frac{\partial Q_h}{\partial P_i}$ , определяющие изменение активной мощности на участке  $h$  при изменении реактивной нагрузки  $i$ -й станции и наоборот.

Тогда выражения для расчета четырех видов ОППМ в сети будут:

$$\sigma_{P_i} = \sum_{h=1}^s \frac{2P_h r_h}{U_h^2} \cdot \frac{\partial P_h}{\partial P_i}, \quad (V-36)$$

$$\sigma_{Q_i} = \sum_{h=1}^s \frac{2Q_h r_h}{U_h^2} \cdot \frac{\partial Q_h}{\partial Q_i}, \quad (V-37)$$

$$\vartheta_{P_i} = \sum_{h=1}^s \frac{2P_h x_h}{U_h^2} \cdot \frac{\partial P_h}{\partial P_i}, \quad (V-38)$$

$$\vartheta_{Q_i} = \sum_{h=1}^s \frac{2Q_h x_h}{U_h^2} \cdot \frac{\partial Q_h}{\partial Q_i}. \quad (V-39)$$

**Общая формула потерь.** Практическое использование выражений (V-36), (V-37), (V-38) и (V-39) затрудняется необходимостью определения коэффициентов распределения  $\frac{\partial P_h}{\partial P_i}$  и  $\frac{\partial Q_h}{\partial Q_i}$  и распределения потоков мощности по всем ветвям электрической сети. Поэтому на практике используется более простой метод.

Начнем с наиболее точного и сложного метода, а затем укажем обычно допускающиеся упрощения, дающие возможность выполнить расчеты с достаточной для практики точностью без чрезмерного их усложнения.

Если сеть имеет  $n$  узлов (причем балансирующая и базисная точка с фиксированным напряжением  $U_0$  находятся в узле  $n$ ), то напряжения узловых точек можно представить следующей системой уравнений

$$\dot{U}_i = \dot{U}_0 + \sum_{g=1}^{n-1} \dot{I}_g \dot{z}_{ig} \quad (i = 1, \dots, n-1), \quad (V-40)$$

$$\dot{U}_n = \dot{U}_0. \quad (V-41)$$

Здесь  $\dot{I}_g$  — токи, выходящие в сеть из узла  $g$ ;  $\dot{z}_{ii}$  — собственные и  $\dot{z}_{ig} = \dot{z}_{gi}$  — взаимные сопротивления сети.

Последние могут быть определены на модели сети переменного тока как комплексные разности потенциалов между узлом  $g$  и базисной точкой при токе  $\dot{I}_i = 1 + j0$  и при нулевых токах в остальных узлах (рис. V.7).

Для получения мощностей в узлах умножим каждое из уравнений (V-40) на сопряженный комплекс соответствующего тока

$$\dot{S}_i = \dot{U}_i \hat{I}_i = \dot{U}_0 \hat{I}_i + \hat{I}_i \sum_{g=1}^{n-1} \dot{I}_g \dot{z}_{ig} \quad (V-42)$$

$$(i = 1, \dots, n-1),$$

$$\dot{S}_n = \dot{U}_n \hat{I}_n = \dot{U}_0 \left( - \sum_{g=1}^{n-1} \hat{I}_g \right). \quad (V-43)$$

Получаем  $2n$  комплексных уравнений (V-40), (V-41), (V-42) и (V-43), связывающих  $3n - 1$  комплексных переменных:  $n$  мощностей  $\dot{S}_i$ ,  $n$  напряжений  $\dot{U}_i$  и  $n - 1$  узловых токов  $\dot{I}_i$ . Для решения задачи нужно задать  $n - 1$  комплексных величин, например мощностей. Это даст возможность определить все величины через комплексные узловые мощности и найти таким образом потери в сети.

Сложив уравнения (V-42) и (V-43), найдем комплексное выражение потерь мощности, так как потери  $\Delta \dot{S}_\Sigma = \sum \dot{S}_{ст} - \sum \dot{S}_{нагр}$ . При этом генерируемые мощности (поступающие к узлу) берем с плюсом, а потребляемые (отбираемые из узла) — с минусом.

Тогда

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \pi + j\xi = \sum_{i=1}^{n-1} \hat{I}_i \sum_{g=1}^{n-1} \dot{I}_g \dot{z}_{ig}. \quad (V-44)$$

Имея в виду, что по принципу взаимности  $\dot{z}_{ig} = \dot{z}_{gi}$  и что  $\hat{I}_i \dot{I}_g + \dot{I}_i \hat{I}_g = 2Re(\hat{I}_i \dot{I}_g) = 2I_i I_g \cos \delta_{ig}$ , найдем выражение потерь через узловые токи и углы между векторами токов  $\delta_{ig}$ :

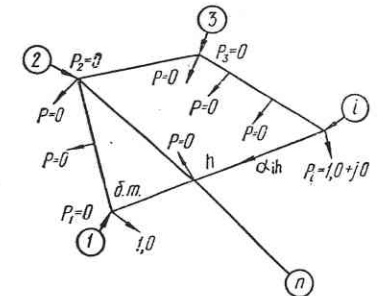
$$\pi + j\xi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} I_i I_g \dot{z}_{ig} \cos \delta_{ig}. \quad (V-45)$$

Заметим, что в (V-45) при  $i = g$  мы получим члены вида  $I_i^2 \dot{z}_{ii}$ , так как  $\delta_{ii} = 0$ , и вида

$$I_i I_g \dot{z}_{ig} \cos \delta_{ig} + I_g I_i \dot{z}_{gi} \cos \delta_{gi} = 2I_i I_g \dot{z}_{ig} \cos \delta_{ig} \quad \text{при } i \neq g.$$

Для дальнейшего удобнее выразить потери мощности через узловые мощности, представляя токи в выражении (V-44) в виде:

$$\hat{I}_i = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} \quad \text{и} \quad I_i = \frac{\hat{S}_i}{\hat{U}_i}. \quad (V-46)$$



V.7. К определению коэффициентов распределения; б. т. — балансирующая точка.

Тогда

$$\pi + j\xi = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} \sum_{g=1}^{n-1} \frac{\hat{S}_g}{\hat{U}_g} \dot{z}_{ig}. \quad (V-47)$$

Как и выше в (V-47), будут члены вида

$$\frac{S_i^2}{U_i^2} \dot{z}_{ii}, \quad \frac{\hat{S}_i \hat{S}_g}{\hat{U}_i \hat{U}_g} \dot{z}_{ig} \quad \text{и} \quad \frac{\dot{S}_g \hat{S}_i}{\dot{U}_g \hat{U}_i} \dot{z}_{gi}. \quad (V-48)$$

Обозначив  $\theta_{ig}$  угол между векторами напряжений и имея в виду, что  $S_i^2 = P_i^2 + Q_i^2$  и что сумма двух сопряженных комплексов

$$\frac{\dot{S}_i \hat{S}_g}{\dot{U}_i \hat{U}_g} + \frac{\hat{S}_i \dot{S}_g}{\hat{U}_i \dot{U}_g} = \frac{2}{U_i U_g} [(P_i P_g + Q_i Q_g) \cos \theta_{ig} - (P_i Q_g - P_g Q_i) \sin \theta_{ig}], \quad (V-49)$$

получим после разложения выражения потерь на вещественную и мнимую составляющие (при  $\cos \theta_{ig} = \cos \theta_{gi}$  и  $\sin \theta_{ig} = -\sin \theta_{gi}$ )

$$\pi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} \frac{r_{ig}}{U_i U_g} [(P_i P_g + Q_i Q_g) \cos \theta_{ig} - (P_i Q_g - P_g Q_i) \sin \theta_{ig}]. \quad (V-50)$$

При  $i = g$  составляющие будут иметь вид  $\frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} r_{ii}$ , так как  $\cos \theta_{ii} = 1$  и  $\sin \theta_{ii} = 0$ ; при  $i \neq g$  составляющие, имеющие вид (V-50), удваиваются за счет суммирования членов с индексами  $ig$  и  $gi$ .

Аналогично

$$\xi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} \frac{x_{ig}}{U_i U_g} [(P_i P_g + Q_i Q_g) \cos \theta_{ig} - (P_i Q_g - P_g Q_i) \sin \theta_{ig}]. \quad (V-51)$$

Обозначим коэффициенты при суммах произведений узловых нагрузок

$$B_{gi} = B_{ig} = \frac{r_{ig} \cos \theta_{ig}}{U_i U_g} \quad \text{и} \quad C_{ig} = \frac{r_{ig} \sin \theta_{ig}}{U_i U_g} = -C_{gi}, \quad (V-52)$$

$$D_{gi} = D_{ig} = \frac{x_{ig} \cos \theta_{ig}}{U_i U_g} \quad \text{и} \quad F_{ig} = \frac{x_{ig} \sin \theta_{ig}}{U_i U_g} = -F_{gi}. \quad (V-53)$$

Тогда выражения (V-50) и (V-51) приобретут следующий вид, получивший название *общей формулы потерь*:

$$\pi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} [B_{ig} (P_i P_g + Q_i Q_g) - C_{ig} (P_i Q_g - P_g Q_i)], \quad (V-54)$$

$$\xi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} [D_{ig} (P_i P_g + Q_i Q_g) - F_{ig} (P_i Q_g - P_g Q_i)]. \quad (V-55)$$

Выражение (V-54) может быть записано в таком виде:

$$\pi = \sum_{i=1}^{n-1} B_{ii} (P_i^2 + Q_i^2) + 2 \sum_{i=1}^{n-2} \sum_{g=2}^{n-1} B_{ig} (P_i P_g + Q_i Q_g) - 2 \sum_{i=1}^{n-2} \sum_{g=2}^{n-1} C_{ig} (P_i Q_g - P_g Q_i). \quad (V-56)$$

Аналогично можно записать (V-55).

Коэффициенты (V-52) и (V-53) носят название *коэффициентов формулы потерь*.

Если углы между векторами напряжений в узлах близки к нулю, формулы (V-52) и (V-53) упрощаются

$$B_{gi} = B_{ig} = \frac{r_{ig}}{U_i U_g}; \quad C_{ig} = -C_{gi} = 0;$$

$$D_{gi} = D_{ig} = \frac{x_{ig}}{U_i U_g}; \quad F_{ig} = -F_{gi} = 0$$

и в выражениях (V-54) и (V-55) вторые члены обращаются в нуль.

Заметим, что при  $g = i$  коэффициенты имеют вид

$$B_{ii} = \frac{r_{ii}}{U_i^2}; \quad C_{ii} = 0; \quad D_{ii} = \frac{x_{ii}}{U_i^2}; \quad F_{ii} = 0. \quad (V-57)$$

Изменение любой из узловых мощностей приводит к изменению модулей и углов векторов напряжения во всех узлах кроме базисного. Поэтому для практического использования выражений (V-54) и (V-55) приходится принимать допущение о постоянстве этих величин. Это позволяет найти относительные приросты потерь мощности дифференцированием (V-54) и (V-55) по соответствующим нагрузкам:

$$\sigma_{P_i} = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} = 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g B_{ig} - 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_g C_{ig}, \quad (V-58)$$

$$\sigma_{Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_g B_{ig} + 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g C_{ig}, \quad (V-59)$$

$$\sigma_{P_i} = \frac{\partial \xi}{\partial P_i} = 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g D_{ig} - 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_g F_{ig}, \quad (V-60)$$

и

$$\sigma_{Q_i} = \frac{\partial \xi}{\partial Q_i} = 2 \sum_{g=1}^{n-1} Q_g D_{ig} + 2 \sum_{g=1}^{n-1} P_g F_{ig}. \quad (V-61)$$

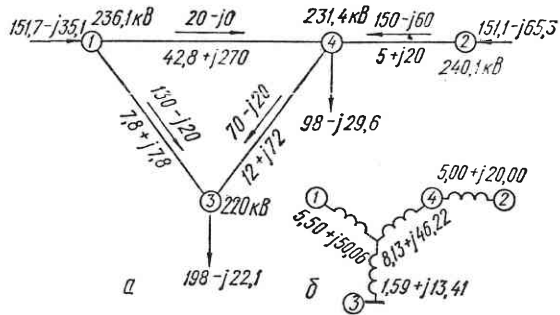
Коэффициенты 2 появляются потому, что в (V-54) и (V-55) оба индекса могут принимать значение  $i$ .

Формулы (V-56) — (V-59) дают возможность без больших затруднений определить ОППМ по узловым мощностям для заданной оперативной схемы сети при допущении о постоянстве модулей и фазных углов векторов напряжений во всех узлах сети.

**Приближенное определение ОПММ.** Коэффициенты  $C$  и  $F$  при малых значениях углов малы по сравнению с  $B$  и  $D$ . Поэтому ими можно пренебречь для практически однородных сетей и сетей, в которых эти углы невелики. При этом потери, вызванные протеканием активной и реактивной мощности, рассматриваются независимо.

В практических расчетах, ограничиваясь учетом ОПММ  $\sigma_p$ , принимают

$$\sigma_{P_i} = 2 \sum_{g=1}^{n-1} B_{ig} P_g. \quad (V-62)$$



V.8. Расчетная схема.

Коэффициенты этого выражения часто называют просто *коэффициентами  $B$* . Для расчетов ОПММ при изменении оперативной схемы сети необходимо иметь наборы заранее рассчитанных коэффициентов  $B$ , соответствующих различным режимам работы основной электрической сети энергосистемы.

При расчете экономического режима с помощью аналоговых вычислительных устройств коэффициенты  $B$  вычисляют по среднему эксплуатационному напряжению сети

$$B_{ig} = \frac{r_{iE}}{U_g^2}. \quad (V-63)$$

Метод коэффициентов  $B$  дает приближенное решение задачи определения нагрузки в энергетических системах с развитой электрической сетью. Имея в виду, что точность задания ОПРТ станций ( $t_i$ ) сравнительно невысока, можно признать, что методическая погрешность, вносимая в расчет ОПММ, вполне допустима. Этот метод не предъявляет чрезмерно высоких требований к быстродействию и объему памяти ЭЦВМ, чем и объясняется его широкое распространение.

**Пример.** Рассмотрим схему на рис. V.8. Параметры линий, а также значения потоков мощностей и узловых напряжений в нормальном режиме показаны на рисунке; сопротивления линий даны в Омах при 220 кВ.

Покажем применение метода коэффициентов  $B$  для расчетов оптимального режима с учетом ОПММ.

По параметрам нормального режима находим углы  $\theta_{ig}$  между векторами напряжений (табл. 19).

Известно, что для разомкнутой схемы собственные и взаимные сопротивления узлов могут быть вычислены непосредственно, так как собственное сопротивление узла представляет собой сумму сопротивлений ветвей от данного узла до балансирующего (в нашем случае

Таблица 19. Углы между векторами напряжений

Номера узлов	1	2	3	4
1	0	-2°54'	-11°05'	-5°41'
2	+2°54'	0	-8°11'	-2°47'
3	+11°05'	+8°11'	0	+5°24'
4	+5°41'	+2°47'	-5°24'	0

Таблица 20. Собственные и взаимные сопротивления в Омах

Номера узлов	1	2	3	4
1	7,09 + j63,47	1,59 + j13,41	0	1,59 + j13,41
2	1,59 + j13,41	14,72 + j79,63	0	9,72 + j59,63
3	0	0	0	0
4	1,59 + j13,41	9,72 + j59,63	0	9,72 + j59,63

Таблица 21. Коэффициенты формулы потерь ( $\frac{1}{\text{МВт}}$  или  $\frac{\text{Ом}}{\text{кВ}^2}$ )

$g \backslash i$	$B \cdot 10^3$				$D \cdot 10^3$			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1	0,1272	0,0279	—	0,0289	1,1386	0,2363	—	0,2443
2	0,0279	0,2553	—	0,1747	0,2363	1,3813	—	1,0720
3	—	—	—	—	—	—	—	—
4	0,0289	0,1747	—	0,1815	0,2443	1,0720	—	1,1136
$C \cdot 10^3$					$F \cdot 10^3$			
1	0	-0,0014	—	-0,0029	0	-0,012	—	-0,0243
2	0,0014	0	—	-0,0085	0,012	0	—	-0,0521
3	—	—	—	—	—	—	—	—
4	0,0029	0,0085	—	0	0,0243	0,0521	—	0



узел № 3), а взаимное сопротивление двух узлов  $i$  и  $g$  представляет сопротивление общей цепочки ветвей, одновременно входящих в цепочки от узлов  $i$  и  $g$  до балансирующего. На рис. V.8, б приведена эквивалентная разомкнутая схема сети, полученная преобразованием треугольника в звезду, а в табл. 20 даны результаты расчета собственных и взаимных активных и реактивных сопротивлений схемы.

По выражениям (V-52) и (V-53) рассчитываем коэффициенты формулы потерь (табл. 21). Например,

$$B_{12} = \frac{r_{12} \cdot \cos \theta_{12}}{U_1 \cdot U_2} = \frac{1,59 \cdot \cos(-2^\circ 54')}{236,1 \cdot 240,1} = 0,0279 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{МВт}}.$$

Таблица 22. Значения знаменателя выражения (V-20)

Станция	Способ расчета	
	точный	приближенный
№ 1	0,9192	0,9586
№ 2	0,9054	0,9486

В таблице приведены значения коэффициентов  $B$ ,  $C$ ,  $D$  и  $F$ .

По выражениям (V-58)–(V-61) определяем относительные приросты потерь мощности для расчетного режима, показанного на рис. (V.8, а), причем нагрузки станций берутся с положительным, а нагрузки узлов с отрицательным знаком:

$$\sigma_{P_1} = 2(P_1 B_{11} + P_2 B_{12} - P_4 B_{14}) - 2(Q_2 C_{12} - Q_4 C_{14}) = 0,0413;$$

$$\sigma_{P_2} = 0,0508; \quad \sigma_{Q_1} = 0,0965; \quad \sigma_{Q_2} = 0,1356;$$

$$\vartheta_{P_1} = 0,3691; \quad \vartheta_{P_2} = 0,2751; \quad \vartheta_{Q_1} = 0,0975; \quad \vartheta_{Q_2} = 0,1474.$$

В выражениях (V-58)–(V-61)  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $Q_1$  и  $Q_2$  — неизвестные, которые определяются при решении уравнений (V-11), (V-20) и (V-21).

Чтобы показать возможность использования упрощенного выражения (V-60), сравним значения знаменателя выражения (V-20) для точного и приближенного способов расчета (при потоках мощности, указанных на рис. V.8 табл. 22).

Погрешность определения знаменателей составляет: для станции 1 — 4,3%, для станции 2 — 4,8%. В обоих случаях приближенные значения больше точных. При распределении нагрузки важна не столько абсолютная величина знаменателей выражения (V-17), сколько важно их соотношение, составляющее для точных значений 1,015, а для приближенных — 1,011, т. е. отношение их изменилось только на 0,4%.

Таким образом, увеличение знаменателей при приближенном расчете на 4–5% приведет лишь к возрастанию приведенных ОПРТ, но практически не отразится на экономичности режима, так как соотношение оптимальных нагрузок изменится на десятые доли процента.

#### § V-4. Оптимизация режимов энергосистемы с учетом зависимости нагрузок от напряжения

Выше мы определяли условия оптимального режима в предположении, что частные производные активных и реактивных нагрузок потребителей по активным и реактивным нагрузкам источников энер-

гии равны нулю. Это верно лишь в том случае, если напряжения в узлах сети остаются неизменными при изменениях нагрузок станций. Если отказаться от этого допущения и ввести в расчет напряжения  $U_l$  нагрузочных узлов ( $l = 1, \dots, r$ ), то условия оптимума режима энергосистемы значительно усложнятся.

В уравнениях баланса нагрузки (V-2), (V-11) вместо  $P_\Sigma$  и  $Q_\Sigma$  введем соответственно суммы нагрузок в узлах потребления  $\sum_{l=1}^r P_l$  и  $\sum_{l=1}^r Q_l$ . Частные производные этих сумм по нагрузкам станции будут иметь вид

$$\frac{\partial}{\partial P_i} \left( \sum_{l=1}^r P_l \right) = \sum_{l=1}^r \frac{\partial P_l}{\partial U_l} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial P_i} = \sum_{l=1}^r p_l \cdot u_{lP_i}, \quad (V-64)$$

$$\frac{\partial}{\partial P_i} \left( \sum_{l=1}^r Q_l \right) = \sum_{l=1}^r \frac{\partial Q_l}{\partial U_l} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial P_i} = \sum_{l=1}^r q_l \cdot u_{lP_i}, \quad (V-65)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_i} \left( \sum_{l=1}^r P_l \right) = \sum_{l=1}^r \frac{\partial P_l}{\partial U_l} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial Q_i} = \sum_{l=1}^r p_l \cdot u_{lQ_i}, \quad (V-66)$$

$$\frac{\partial}{\partial Q_i} \left( \sum_{l=1}^r Q_l \right) = \sum_{l=1}^r \frac{\partial Q_l}{\partial U_l} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial Q_i} = \sum_{l=1}^r q_l \cdot u_{lQ_i}. \quad (V-67)$$

Составляя функцию Лагранжа, аналогичную (V-12), и принимая в дальнейшем  $R_i = R_j = 0$ , а также не вводя в расчет источники только реактивной мощности  $Q_j$ , найдем частные производные

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = c_i \varepsilon_i + \lambda \left( \sum_{l=1}^r p_l u_{lP_i} + \sigma_{P_i} - 1 \right) + \mu \left( \sum_{l=1}^r q_l u_{lP_i} + \vartheta_{P_i} \right) = 0, \quad (V-68)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \lambda \left( \sum_{l=1}^r p_l u_{lQ_i} + \sigma_{Q_i} \right) + \mu \left( \sum_{l=1}^r q_l u_{lQ_i} + \vartheta_{Q_i} - 1 \right) = 0 \quad (V-69)$$

( $i = 1, \dots, n$ ).

Замечая, что суммы частных производных вида (V-64), (V-65), (V-66) и (V-67) в выражениях (V-68) и (V-69) складываются с соответствующими относительными приростами  $\sigma_{P_i}$ ,  $\vartheta_{P_i}$ ,  $\sigma_{Q_i}$ , и  $\vartheta_{Q_i}$ , можно записать без выводов, аналогично (V-17) и (V-19)

$$\frac{c_i \varepsilon_i}{1 - (\sigma_{P_i} + \sum_{l=1}^r p_l u_{lP_i})} - \frac{(\sigma_{Q_i} + \sum_{l=1}^r p_l u_{lQ_i}) (\vartheta_{P_i} + \sum_{l=1}^r q_l u_{lP_i})}{1 - (\vartheta_{Q_i} + \sum_{l=1}^r q_l u_{lQ_i})} = \lambda \quad (V-70)$$

( $i = 1, \dots, n$ ),

$$\frac{\sigma_{Q_i} + \sum_{l=1}^r p_l u_{lQ_i}}{1 - (\vartheta_{Q_i} + \sum_{l=1}^r q_l u_{lQ_i})} = \frac{\mu}{\lambda} \quad (i = 1, \dots, n). \quad (V-71)$$

Высказанные выше соображения дают возможность уяснить себе физический смысл составляющих выражений (V-70) и (V-71).

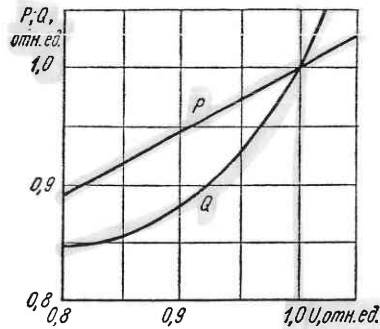
Заметим, что при  $n$  источниках активной и реактивной мощности и  $m$  источниках только реактивной мощности общее число уравнений составит  $2n + m + 2$  ( $n$  уравнений вида (V-70),  $n$  — вида (V-71),  $m$  — аналогичных (V-71) и 2 уравнения баланса активных и реактивных нагрузок), что дает возможность определить  $2n + m$  мощностей  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $Q_j$  и множители  $\lambda$  и  $\mu$ .

Система из  $2n + m + 2$  уравнений определяет в общем случае условия экстремума. Анализ с учетом реального вида функций, используемых в расчете, показывает, что это условия минимума целевой функции.

Не приводя здесь доказательства этого утверждения, рекомендуем интересующимся познакомиться с ним в работах И. М. Марковича.

Некоторое уточнение в формулы (V-70) и (V-71) можно внести, учитывая зависимость относительных приростов потерь активной и реактивной мощности от величины  $U_\psi$  и фазы  $\theta_\psi$  напряжений в узлах  $\psi$  сети. При этом

$$\sigma_{P_{i(\omega)}} = \sigma_{P_i} + \sum_{\psi} \frac{\partial \pi}{\partial U_\psi} \cdot \frac{\partial U_\psi}{\partial P_i} + \sum_{\psi} \frac{\partial \pi}{\partial \theta_\psi} \cdot \frac{\partial \theta_\psi}{\partial P_i} \quad (V-72)$$



V.9. Средние статические характеристики нагрузки на шинах 110 кВ районной подстанции.

Первый член правой части соответствует условию  $U_\psi = \text{const}$ . Углы  $\theta_\psi$  отсчитываются от вектора напряжения в базисной точке. Выражения для частных производных  $\sigma_{Q(\omega)}$ ,  $\sigma_{P(\omega)}$  и  $\sigma_{Q(\omega)}$  записываются аналогично.

Учет каждого из двух последних членов (V-72) может дать уточнение величин  $\sigma_P$  и  $\sigma_Q$  от 0 до  $\pm 3 \div 5\%$ ; влияние их на  $\sigma_Q$  и  $\sigma_P$  может быть несколько больше.

Условия экономичности режима могут быть значительно упрощены, если в качестве балансирующей выбрана точка с источниками активной и реактивной мощности, так как для нее  $\sigma_{Q_0} = 0$ . При этом уравнения (V-17) и (V-19) приобретают вид:

$$\frac{c_i e_i}{1 - \sigma_{P_i}} = \lambda \text{ и } \sigma_{Q_i} = 0. \quad (V-73)$$

Соответственно уравнения (V-70) и (V-71) записываются в виде

$$\frac{c_i e_i}{1 - \sigma_{P_{i(0)}} - \sum_{i=1}^r p_i u_i P_i} = \lambda, \quad \sigma_{Q_{i(\omega)}} \sum_{i=1}^r q_i u_i Q_i = 0. \quad (V-74)$$

Для определения частных производных, входящих в формулы (V-64) — (V-67), необходимо иметь зависимости активной и реактив-

ной нагрузок потребителей от напряжения, а также зависимости напряжения в узлах потребления от активных и реактивных нагрузок источников питания.

На рис. V.9 показаны типичные статические характеристики смешанной нагрузки на шинах 110 кВ районной подстанции ( $P$  — активная,  $Q$  — реактивная нагрузка).

При необходимости более точного учета статических характеристик можно разбить нагрузку на две группы. При этом можно принять, что активная нагрузка асинхронных двигателей, определяющаяся при малом изменении скорости вращения моментом сопротивления механизмов, может считаться независимой от напряжения, а их реактивная нагрузка изменяется приблизительно пропорционально квадрату напряжения.

Активная нагрузка ламп накаливания и нагревательных устройств изменяется пропорционально  $U^{1.6} \div U^2$ , а их реактивная нагрузка близка к нулю.

Построив статические характеристики для смешанной нагрузки (при заданном соотношении групп), можно найти частные производные вида  $p_i$  и  $q_i$ .

Частные производные вида  $u_{iP_i}$  и  $u_{iQ_i}$  могут быть определены на основании анализа режимов основной сети энергосистемы. Это может быть выполнено на ЭЦВМ или на модели сети переменного тока, увеличивая нагрузки источников питания (поочередно) на 1 МВт или 1 МВар и определяя соответствующие изменения напряжений в узлах сети.

## § V-5. Об учете экономических характеристик потребителей при оптимизации распределения нагрузки в энергосистеме

Изменение напряжения на шинах потребительских подстанций в заметной степени влияет на производительность приемников электрической энергии и этим самым — на количество и качество выпускаемой продукции. Таким образом, снижение напряжения в точках присоединения потребителей может нанести значительный ущерб народному хозяйству. Снижение напряжения у коммунально-бытовых потребителей отрицательно сказывается на условиях жизни и работы населения данного пункта.

Повышение напряжения сверх нормы также нежелательно, так как это может привести к преждевременному выходу из строя некоторых приемников электроэнергии.

По существующим «Правилам устройства электротехнических установок» отклонения напряжения  $U$  от номинала (как вниз, так и вверх) не должны превышать определенных величин ( $\pm 5 \div \pm 7,5\%$ ). Однако снижение напряжения даже в пределах допустимых значений имеет нежелательные экономические последствия, так как производительность приемников изменяется в зависимости от подведенного напряжения непрерывно, а не дискретно и не может быть полностью компенсирована изменением коэффициента трансформации. Поэтому при

распределении нагрузки желательно учитывать влияние выбранного экономического режима на работу потребителей.

Такой подход к решению оптимизационных задач более правилен с общегосударственной точки зрения, так как предусматривает обеспечение наивысшей экономической эффективности всех звеньев хозяйственной системы, связанных с производством, передачей и потреблением электрической энергии, не замыкаясь в пределах энергетических промышленных предприятий и не исключая интересов потребителей энергии.

В случае преобладания нагрузки в виде асинхронных двигателей удельный экономический ущерб от снижения напряжения может составить около 2 руб./год на 1 кВт установленной мощности двигателей, а в некоторых случаях (например, для электропечи сопротивления) этот ущерб может быть и больше.

Если допустить, что мощность присоединенных приемников в 2—2,5 раза превышает установленную мощность генераторов, то всего лишь 5—10% указанной величины вероятного ущерба будут сопоставимы с возможной величиной экономии от наивыгоднейшего распределения нагрузки.

В настоящее время нет достаточно обоснованных исходных данных для численного решения оптимизационной задачи для системы «станции — потребители». Быстродействие и объем памяти существующих средств вычислительной техники также недостаточны. Однако уже теперь можно наметить пути решения этой задачи и вывести некоторые общие зависимости.

Прежде всего следует иметь в виду, что использование статических характеристик нагрузки допустимо только при оперативных расчетах режимов. Нагрузка промышленных предприятий определяется в первую очередь государственным планом выпуска продукции. Поэтому при длительных отклонениях напряжения от оптимальных значений план предприятия будет выполнен за счет проведения тех или иных организационных мероприятий — увеличения числа работающих станков или продолжительности их работы и т. п.

Поэтому при перспективных расчетах режимов правильнее говорить не о зависимости нагрузки от напряжения, а об увеличении расходов на выпуск заданного количества продукции.

Назовем *экономическими характеристиками потребителей* зависимость (в общем случае — нелинейную) изменения расходов (отн. ед.) на выработку продукции от отклонения напряжения от номинального значения  $Y (\Delta U)$ .

Целевая функция должна представлять собою сумму расходов на сожженное топливо на электростанциях ( $i = 1, \dots, n$ ) и ущерба потребителей ( $l = 1, \dots, r$ ). Если  $c_i$  — цена топлива, а  $W$  — затраты на выработку продукции в единицу времени, то

$$F = \sum_i B_i c_i + \sum_l W_l Y_l \rightarrow \min. \quad (V-75)$$

Присвоив индексы  $j$  источникам реактивной мощности ( $j = 1, \dots, m$ ) и  $k$  — линиям связи с соседними энергосистемами, запишем

уравнения балансов активной и реактивной мощностей

$$L = \sum_i P_i + \pi - \sum_i P_i - \sum_k P_k = 0. \quad (V-76)$$

$$M = \sum_l Q_l + \xi - \sum_l Q_l - \sum_j Q_j - \sum_k Q_k = 0. \quad (V-77)$$

Вводя неопределенные множители  $\lambda$  и  $\mu$ , запишем функцию Лагранжа

$$\Phi = F + \lambda L + \mu M. \quad (V-78)$$

Дифференцируем  $\Phi$  по всем  $P_i$ ,  $Q_i$  и  $Q_j$ :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = c_i \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_l W_l Y_l + \lambda \left( \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_i P_i + \frac{\partial \pi}{\partial P_i} - 1 \right) + \mu \left( \frac{\partial}{\partial P_i} \sum_l Q_l + \frac{\partial \xi}{\partial P_i} \right) = 0, \quad (V-79)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial}{\partial Q_i} \sum_l W_l Y_l + \lambda \left( \frac{\partial}{\partial Q_i} \sum_i P_i + \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} \right) + \mu \left( \frac{\partial}{\partial Q_i} \sum_l Q_l + \frac{\partial \xi}{\partial Q_i} - 1 \right) = 0, \quad (V-80)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_j} = \frac{\partial}{\partial Q_j} \sum_l W_l Y_l + \lambda \left( \frac{\partial}{\partial Q_j} \sum_i P_i + \frac{\partial \pi}{\partial Q_j} \right) + \mu \left( \frac{\partial}{\partial Q_j} \sum_l Q_l + \frac{\partial \xi}{\partial Q_j} - 1 \right) = 0. \quad (V-81)$$

Обозначив  $\frac{\partial}{\partial P_i} \sum_l W_l Y_l = \sum_l W_l \frac{\partial Y_l}{\partial U_l} \cdot \frac{\partial U_l}{\partial P_i} = \sum_l W_l y_l u_{lP_i}$  и используя обозначения частных производных по (V-13) и (V-64) — (V-67), получим

$$c_i b_i + \sum_l W_l y_l u_{lP_i} + \lambda \left( \sum_l p_l u_{lP_i} + \sigma_{P_i} - 1 \right) + \mu \left( \sum_l q_l u_{lP_i} + \vartheta_{P_i} \right) = 0, \quad (V-82)$$

$$\sum_l W_l y_l u_{lQ_i} + \lambda \left( \sum_l p_l u_{lQ_i} + \sigma_{Q_i} \right) + \mu \left( \sum_l q_l u_{lQ_i} + \vartheta_{Q_i} - 1 \right) = 0, \quad (V-83)$$

$$\sum_l W_l y_l u_{lQ_j} + \lambda \left( \sum_l p_l u_{lQ_j} + \sigma_{Q_j} \right) + \mu \left( \sum_l q_l u_{lQ_j} + \vartheta_{Q_j} - 1 \right) = 0, \quad (V-84)$$

и, введя сокращенные обозначения выражений в скобках, найдем окончательно

$$c_i b_i + N_{1i} + \lambda G_{1i} + \mu H_{1i} = 0, \quad (V-85)$$

$$N_{2i} + \lambda G_{2i} + \mu H_{2i} = 0, \quad (V-86)$$

$$N_{3j} + \lambda G_{3j} + \mu H_{3j} = 0. \quad (V-87)$$

Решив совместно системы уравнений (V-85) и (V-86) относительно множителей  $\lambda$  и  $\mu$ , получим условия распределения активной и

реактивной нагрузок между электростанциями

$$\lambda = \frac{c_i b_i + N_{1i} - \frac{N_{2i} H_{1i}}{H_{2i}}}{-G_{1i} + \frac{G_{2i} H_{1i}}{H_{2i}}}, \quad (V-88)$$

$$\mu = \frac{c_i b_i + N_{1i} - \frac{N_{2i} G_{1i}}{G_{2i}}}{-H_{1i} + \frac{G_{1i} H_{2i}}{G_{2i}}}. \quad (V-89)$$

Для источников реактивной мощности из (V-87)

$$\mu = -\frac{N_{3j} + \lambda G_{3j}}{H_{3j}}. \quad (V-90)$$

Система  $2(n+1) + m$  уравнений (V-88), (V-89), (V-90), (V-76) и (V-77) дает возможность найти столько же неизвестных  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $Q_j$ ,  $\lambda$ ,  $\mu$ .

Сопоставляя (V-70) и (V-88), видим, что знаменатели этих выражений, характеризующие совместное оптимальное распределение активных и реактивных нагрузок, одинаковы. Учет ущерба потребителей приводит к появлению в числителе выражения вида

$$\sum_i W_i y_i u_{P_i} + \frac{\sum_i W_i y_i u_{Q_i} (\sum_i q_i \mu_{P_i} + \Phi_{P_i})}{1 - \Phi_{Q_i} - \sum_i q_i \mu_{Q_i}},$$

складывающегося с относительным приростом расхода денежных средств.

Из этого вытекает возможность раздельного анализа влияния изменения напряжения, определяющегося частными производными  $p_U$ ,  $q_U$ ,  $u_P$  и  $u_Q$ , на величину знаменателя, с одной стороны, и влияния ущерба потребителей — с другой.

Наибольшее влияние на величину напряжения в узлах потребления энергии оказывает распределение реактивной нагрузки. Обозначив стоимость потерь единицы электроэнергии  $a$  руб./МВт · ч, запишем целевую функцию для случая оптимизации распределения реактивных нагрузок при заданных активных нагрузках станций

$$F = a\pi + \sum_i W_i Y_i \rightarrow \min. \quad (V-91)$$

Решение с учетом уравнения связи (V-77) дает

$$\frac{a\sigma_{Q_i} + \sum_i W_i y_i \mu_{Q_i}}{1 - \Phi_{Q_i} - \sum_i q_i \mu_{Q_i}} = \frac{a\sigma_{Q_j} + \sum_i W_i y_i \mu_{Q_i}}{1 - \Phi_{Q_i} - \sum_i q_i \mu_{Q_i}} = \mu. \quad (V-92)$$

Очевидно, что во всех случаях необходимо учитывать ограничения вида неравенств, определяющие пределы допустимых нагрузок станций.

Определение частных производных вида  $p_i$ ,  $q_i$ ,  $u_P$  и  $u_Q$  рассмотрим на простейшем примере и оценим хотя бы приближенно влияние этих величин на знаменатель выражения (V-70), сопоставляя его со знаменателем выражения (V-17).

Значения выраженных в относительных единицах частных производных  $p_* = \frac{\partial P_*}{\partial U_*}$  и  $q_* = \frac{\partial Q_*}{\partial U_*}$  вычислим по статическим характеристикам нагрузки (при оперативном, а не перспективном распределении нагрузки) и примем их постоянными в окрестности номинального напряжения. Линия 220 кВ длиной  $l$  км, выполненная проводом АС-240, питает нагрузочный узел. Сопротивления 1 км линии  $r_0 = 0,131$  Ом/км,  $x_0 = 0,4$  Ом/км. Коэффициент мощности нагрузки 0,9.

Выразим значения всех частных производных через величину энергетического момента активной нагрузки  $M = Pl$ , имея в виду, что  $Q = P \operatorname{tg} \varphi = 0,482P$  и  $x_0 : r_0 = \gamma = 3,05$ .

Относительный прирост потерь мощности

$$\sigma_P = \frac{2Pr}{U^2} = \frac{2Pr_0 l}{U^2} = \frac{2 \cdot 0,131}{220^2} Pl = 5,413 \cdot 10^{-6} M.$$

Аналогично

$$\sigma_Q = \frac{2Qr_0 l}{U^2} = 2,620 \cdot 10^{-6} M,$$

$$\Phi_P = \frac{2Px_0 l}{U^2} = \frac{2r_0 \gamma}{U^2} M = 16,510 \cdot 10^{-6} M,$$

$$\Phi_Q = \frac{2Qx_0 l}{U^2} = \frac{2x_0 \gamma}{U^2} \operatorname{tg} \varphi M = 7,991 \cdot 10^{-6} M.$$

Показатели статических характеристик, выраженные в именованных числах,

$$p_i = \frac{\partial P}{\partial U} = p_* \frac{P}{220} = 4,545 P p_* \cdot 10^{-3} \text{ кА},$$

$$q_i = \frac{\partial Q}{\partial U} = q_* \frac{P \operatorname{tg} \varphi}{220} = 2,197 P q_* \cdot 10^{-3} \text{ кА}.$$

Если бы к нагрузочному узлу подходили несколько линий, то зависимость напряжения в узле от нагрузки рассматриваемой электростанции мы должны были бы находить из расчета режима всей сети. Соответственно, и при определении  $p_i$  и  $q_i$  в именованных числах надо было бы брать производную по полным активной и реактивной нагрузкам узла. Так как мы для упрощения рассматриваем только одну линию, то, используя при определении  $p_i$  и  $q_i$  нагрузки только этой линии (а не узла), для вычисления зависимости напряжения в узле от нагрузки мы введем в расчет сопротивление только этой линии. Тогда

$$u_P = \frac{\partial U}{\partial P} = \frac{\partial}{\partial P} \left( u_r - \frac{Pr + Qx}{U} \right) = -\frac{r}{U} = -\frac{0,131}{220} l = -0,5954 \cdot 10^{-3} l \frac{1}{\text{кА}},$$

$$u_Q = \frac{\partial U}{\partial Q} = -\frac{x}{U} = -\frac{0,131}{220} \cdot 3,05 l = -1,816 \cdot 10^{-3} l \frac{1}{\text{кА}}.$$



Теперь мы можем найти все компоненты знаменателя выражения (V-70)

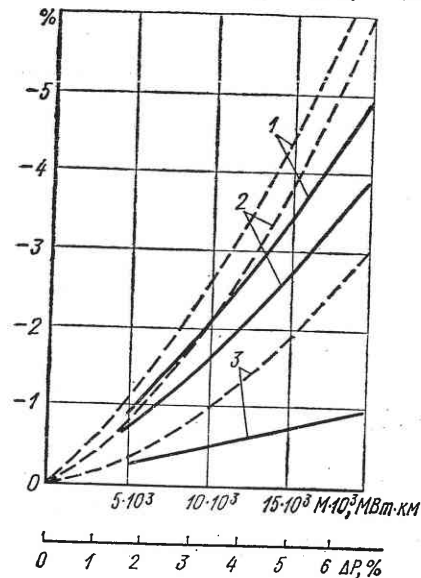
$$\sigma_P + p_{i\mu_P} = 5,413 \cdot 10^{-6} M - 4,545 P p_* \cdot 0,5954 l \cdot 10^{-6} = \\ = (5,413 - 2,708 p_*) M \cdot 10^{-6}.$$

Аналогично

$$\sigma_Q + p_{i\mu_Q} = (2,620 - 8,263 p_*) M \cdot 10^{-6},$$

$$\vartheta_P + q_{i\mu_P} = (16,510 - 1,309 q_*) M \cdot 10^{-6},$$

$$\vartheta_Q + q_{i\mu_Q} = (7,990 - 3,993 q_*) M \cdot 10^{-6}.$$



V.10. Иллюстрация влияния учета статических характеристик нагрузки на величину приведенного ОПРТ.

на рисунке показаны относительные разности знаменателей по выражениям (V-70) и (V-5) (сплошные кривые 1, 2, 3). Как мы видим, эти разности меньше предыдущих, т. е. расчет по (V-5) дает более близкие результаты к принятому за эталон выражению (V-70), чем расчет по (V-17).

Шкала относительных потерь мощности позволяет оценить соотношение нагрузки и длины линии и распространить сделанные расчеты на линии других напряжений.

Для оценки значений  $Y_1$  и его влияния на величину числителя (V-88) достоверных данных нет. Качественную оценку соотношения двух составляющих числителя (V-88) можно получить из следующих соображений. Если  $b_i = 0,40$  т. у. т./МВт · ч и  $c_i = 20$  руб./т. у. т., то  $b_i c_i = 8$  руб./МВт · ч. Ущерб от недоотпуска электроэнергии оценивается в 500 руб./МВт · ч. Полагая, что ущерб от снижения напряжения может составить всего 0,1—0,5% этой величины, найдем, что влияние его на числитель (V-88) может быть весьма значительным.

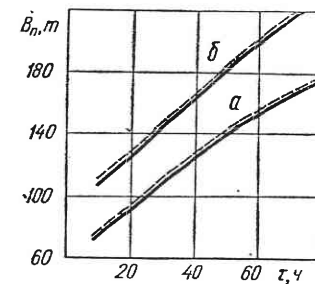
## § V-6. Основы выбора наиболее выгодного состава работающего оборудования

**Особенности задачи. Изменение расходов топлива.** Расчет наиболее выгодного распределения нагрузки производится для некоторого заранее определенного состава работающих агрегатов.

Однако по сути дела надо было бы заранее определить, является ли этот состав наиболее выгодным? Выбор наиболее выгодного состава работающих агрегатов представляет собой самостоятельную и едва ли не самую сложную задачу из всей проблемы оптимизации режима работы энергетических объединений.

Своеобразие данной задачи заключается в том, что она не может решаться для одного момента времени и для какой-либо одной части энергетического объединения. Второй важной особенностью является то, что не всегда можно заранее определить целесообразную последовательность пуска или остановки<sup>1</sup> агрегатов, вследствие чего приходится производить перебор значительно числа вариантов.

Изменение состава работающих агрегатов сопряжено с непроизводительными затратами энергии, связанными с их пуском и остановкой. После остановки агрегата запас тепла, аккумулированного в его нагретых частях, полностью или частично рассеивается в окружающем пространстве. При последующем пуске он восполняется, вследствие чего, как мы видели выше, в первое время после пуска агрегат работает с пониженным к. п. д. Этим и объясняются дополнительные потери тепла при изменении состава работающего оборудования. Величина этих потерь нелинейно, примерно экспоненциально, зависит от длительности простоя. Необходимо учитывать также потери, связанные с затратами энергии непосредственно на пуск агрегата (создание вакуума в конденсаторе, толчок и повышение скорости вращения ротора до нормальной и др.) и мало зависящие от длительности простоя. На рис. (V.11) показана приближенная зависимость потерь топлива  $B_n$  на пуск блоков мощностью 300 МВт от длительности простоя  $\tau$  по типовой инструкции (a) и при отступлениях от нее (б). Указанные затраты тепла должны быть покрыты экономией топлива за счет изменения затрат энергии на холостой ход основных агрегатов и на агрегаты собственных нужд с учетом изменения затрат тепла на выработку электроэнергии.



V.11. Приближенная зависимость потерь топлива (сплошные линии) на пуск блока 300 МВт от длительности простоя; пунктирные — то же, с учетом потерь при остановке.

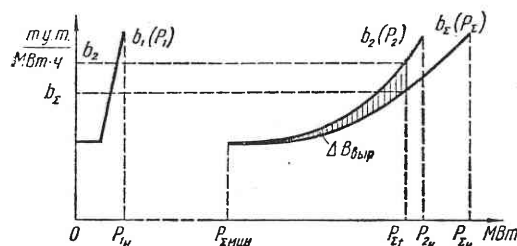
<sup>1</sup> Здесь и далее мы будем применять обычный термин «остановка», не используя получившего в последнее время распространение выражения «останов». Останов — это устройство, предназначенное для автоматического выключения работающего механизма и приведения в действие тормоза. Этот же термин употребляется при составлении программ для ЭЦВМ, обозначая прекращение действия ЭЦВМ по заложенной программе.



Одновременно должны приниматься во внимание изменения режима работы энергообъединения, связанные с изменением состояния расматриваемого агрегата.

Допустим, что при работе всех агрегатов ХОП некоторой энергосистемы изображается кривой  $b_{\Sigma}(P_{\Sigma})$  (рис. V.12). Если на период пониженной нагрузки останавливается агрегат, ХОП которого представлена кривой  $b_1(P_1)$ , то ХОП оставшейся в работе части системы будет представлена кривой  $b_2(P_2)$ , полученной вычитанием абсцисс  $b_1(P_1)$  из абсцисс  $b_{\Sigma}(P_{\Sigma})$ .

Пусть нагрузка энергосистемы в момент  $t$  равна  $P_{\Sigma}$ . Эта величина определяется режимом работы потребителей или диспетчерским заданием и не может изменяться при изменении состава работающих агрегатов. Тогда при остановке агрегата номинальной мощностью  $P_{1н}$  ОПРТ системы повысится с  $b_{\Sigma}$  до  $b_2$ . Это вызовет перерасход топлива



V.12. Перерасход топлива на выработку электроэнергии при остановке агрегата.

на выработку энергии  $\Delta B_{выпр}$ , величина которого пропорциональна площади, заштрихованной на рис. V.12. Но расход топлива снизится на величину затрат на холостой ход агрегата 1. При пуске этого агрегата на период максимальных нагрузок наблюдается обратное — дополнительный расход на холостой ход агрегата 1 и снижение затрат топлива на выработку энергии.

Таким образом, неравенством простейшего вида, определяющим целесообразность остановки одного из работающих агрегатов, будет:

$$(B_{х.х.} + \Delta P_{сн.} \delta_1) \tau - B_{п.}(\tau) - \int_0^{\tau} \Delta B_{выпр}(P_{\Sigma t}) dt \geq 0. \quad (V-93)$$

Здесь  $B_{п.}(\tau)$  — расход топлива на пуск в т. у. т., зависящий от длительности простоя  $\tau$  в часах;  $\Delta B_{выпр}$  — изменение расхода топлива на выработку энергии в т. у. т./ч, зависящее от суммарной нагрузки, изменяющейся во времени;  $B_{х.х.}$  — затраты на холостой ход останавливаемого агрегата 1 в т. у. т./ч;  $\Delta P_{сн.}$  — изменение нагрузки собственных нужд, связанное с остановкой агрегата;  $\delta_1$  — средний удельный расход топлива в т. у. т./МВт · ч.

Заметим, что изменение ОПРТ  $\Delta b = b_2 - b_{\Sigma}$  зависит от соотношения мощностей останавливаемого агрегата  $P_{1н}$  и системы  $P_{\Sigma н}$ . Однако абсолютное значение связанного с этим перерасхода топлива  $\Delta B_{выпр}$  практически не зависит от  $P_{\Sigma н}$ , а определяется только мощностью  $P_{1н}$ , поэтому необходим учет  $\Delta B_{выпр}$  при любых соотношениях  $P_{1н}$  и  $P_{\Sigma н}$ .

В том случае, когда цены топлива, потребляемого станциями системы, различны, надо сравнивать не расходы тепла, как в (V-93), а затраты денежных средств. Если  $c_1$  — цена топлива (руб./т. у. т.);

потребляемого останавливаемым агрегатом, а  $c_2$  — средневзвешенная цена топлива в системе, то критерий (V-93) будет иметь вид:

$$c_1 [(B_{х.х.} + \Delta P_{сн.} \delta_1) \tau - B_{п.}(\tau)] - c_2 \int_0^{\tau} \Delta B_{выпр}(P_{\Sigma t}) dt \geq 0. \quad (V-94)$$

Целесообразность пуска агрегата 1 на период повышенной нагрузки определяется неравенством

$$c_2 \int_0^{\tau} \Delta B_{выпр}(P_{\Sigma t}) dt - c_1 [(B_{х.х.} + \Delta P_{сн.} \delta_1) \tau + B_{п.}(\tau)] \geq 0. \quad (V-95)$$

Из уравнений (V-94) и (V-95) можно определить минимальную длительность работы агрегатов в измененном составе  $\tau_{мин}$  или максимальную мощность останавливаемого или пускаемого агрегата. При этом необходимо решить задачу распределения нагрузки между этим агрегатом и остальной частью системы.

Из приведенных выше рассуждений ясно, что выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования представляет собой не стационарную, а системную задачу, т. е. задачу, которая должна решаться в масштабе энергосистемы или объединения.

Действительно, допустим, что станции задан некоторый суточный график нагрузки при определенных суточных изменениях состава оборудования.

Если бы расчет показал, что можно получить экономию топлива при работе по заданному графику с измененным составом оборудования по сравнению с заданным, то при распределении нагрузки между станциями следовало использовать экономические характеристики для другого состава работающего оборудования, произвести перераспределение и задать станции новый график нагрузки.

Таким образом, выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования и наиболее выгодное распределение нагрузки между станциями и агрегатами представляют собой две взаимосвязанные задачи. Степень детализации их решения и допустимости упрощений определяются в конкретных условиях в соответствии с высказанными выше (§ I-3) соображениями о возможности расчленения задачи во времени и в пространстве.

**Учет дополнительных затрат.** Приведем здесь некоторые соображения о необходимости учета дополнительных затрат, связанных с пуском агрегатов. Эти соображения нельзя считать общепризнанными, так как приведенные данные о возможных размерах затрат весьма приближенны.

Остановка агрегата на период пониженной нагрузки и связанное с этим уменьшение мощности работающих агрегатов системы приведет к снижению надежности энергоснабжения потребителей. Строго оценить последствия этого в настоящее время не представляется возможным, так как количественные показатели снижения надежности определяются обеспеченностью энергосистемы резервной мощностью, составом потребителей и вероятным ущербом различных отраслей народного хозяйства в случае недоотпуска энергии.

Всякий нестационарный режим работы блока вызывает повышенный его износ по сравнению с износом при нормальном нагрузочном режиме. Одна из основных причин этого — дополнительный пережог теплопередающих поверхностей котлоагрегата, в первую очередь — трубок пароперегревателя. Снижение сохранности блока должно учитываться при определении целесообразности изменения состава работающего оборудования.

Допустим, что износ блока в нестационарном режиме больше, чем в нормальном, в  $k_1$  раз. Если  $n$  — плановое число пусков в год,  $t_1$  — средняя длительность нестационарного режима при пуске и остановке и  $T$  — плановое число часов работы блока в год, то при  $m$  дополнительных пусках, связанных с изменением состава работающего оборудования по экономическим соображениям, относительное повышение износа  $\beta_m$  можно определить, исходя из следующего.

Длительность работы блока в нормальном нагрузочном режиме при плановом количестве пусков составит  $T - nt_1$ , а при  $m$  дополнительных пусках —  $T - (n + m)t_1$ . Приведенное время работы в нестационарных режимах (с учетом повышения износа в  $k_1$  раз) при  $n$  пусках равно  $nt_1k_1$ , а при  $m$  дополнительных пусках —  $(n + m)t_1k_1$ . Следовательно,

$$\beta_m = \frac{(n + m)t_1k_1 + [T - (n + m)t_1]}{nt_1k_1 + (T - nt_1)} \text{ отн. ед.} \quad (V-96)$$

Отсюда относительное приращение износа:

$$\Delta\beta_m = (\beta_m - 1) 100 = \frac{mt_1(k_1 - 1) 100}{nt_1(k_1 - 1) + T} \% \quad (V-97)$$

Приращение относительного износа почти не зависит от числа запланированных пусков. Если принять для примера  $k_1 = 2$  и  $t_1 = 3$  часа и определить приращение износа за один дополнительный пуск ( $m = 1$ ) при изменении  $n$  от 1 до 40, то относительное приращение износа будет лежать в пределах 0,043—0,042.

Очевидно, что при подобных расчетах надо исходить из того, что все пуски сопровождаются одинаковым износом оборудования.

Для энергетического оборудования ТЭС установлена величина ежегодных амортизационных отчислений в размере 3,3% от его балансовой стоимости, что соответствует периоду амортизации в 30 лет. Эти отчисления идут на «реновацию» и за период амортизации составляют сумму, необходимую для приобретения такого же нового оборудования. Отчисления на капитальные ремонты, которые можно принять равными 4,62%, расходуются на работы, необходимые для поддержания работоспособности оборудования. С учетом этого затраты на один пуск, связанные с дополнительным износом, составят:

$$Z_{д.н} = \Delta\beta \cdot 4,62K' \cdot 10^{-4} \text{ руб.}, \quad (V-98)$$

где  $K'$  — балансовая стоимость той части основного оборудования ТЭС, которая подвергается повышенному износу при пусках. Можно принять, что она составляет 0,02—0,1 полной стоимости оборудования.

Затраты, связанные с повышенной вероятностью повреждения бло-

ка  $p_b$ , %, можно определить, имея статистические данные об отношении числа повреждений при пусках к общему числу пусков.

В случае выхода из строя блока необходимо произвести следующие дополнительные затраты:

а) на пуск резервного агрегата  $Z_{д.п}$ ;

б) на дополнительный расход топлива, если экономичность резервного агрегата меньше, чем вышедшего из строя,  $Z_m$ ;

в) на внеплановый (послеаварийный) ремонт поврежденного оборудования  $Z_b$ .

Величина  $Z_{д.п}$  определяется по справочным, а  $Z_b$  может быть взята по статистическим данным.

Затраты  $Z_m$  определяются по средней нагрузке блока  $P_{1cp}$  и средней длительности  $T_b$  внепланового ремонта с учетом повышения удельного расхода топлива  $\Delta\delta$ , г/кВт · ч, т. е.

$$Z_m = \Delta\delta P_{1cp} T_b c_2 10^{-3} \text{ руб.} \quad (V-99)$$

Сумма затрат, связанных с повышенной вероятностью повреждения при пуске, составляет:

$$Z_{п.в} = \frac{p_b}{100} [Z_{д.п} + Z_m + Z_b] \text{ руб.} \quad (V-100)$$

Эта величина представляет собой среднюю, приведенную к одному пуску, сумму вероятных затрат. Естественно, что эти затраты фактически не связаны с каждым пуском, но они должны учитываться при расчете экономической целесообразности изменения состава работающего оборудования. С учетом этих затрат целесообразно уменьшить число пусков. Это приведет к некоторому перерасходу топлива в часы пониженной или повышенной нагрузки, но предотвратит большие единовременные затраты в энергосистеме, связанные с ремонтом поврежденного оборудования, при одном из многочисленных пусков.

Если учесть перечисленные выше составляющие затрат, то критерий целесообразности остановки агрегата примет вид:

$$c_1 (B_{x.x_1} + \Delta P_{сн} \delta) \tau - c_2 \int_0^{\tau} \Delta B_{выр} (P_{\Sigma_i}) dt - C_{п_1} \geq 0. \quad (V-101)$$

Здесь  $C_{п_1}$  — стоимость одного пуска:

$$C_{п_1} = c_1 B_{п_1} (\tau) + Z_{п.в} + \frac{p_b}{100} [Z_{д.п} + Z_m + Z_b]. \quad (V-102)$$

Эта величина должна приниматься во внимание при определении экономически целесообразных сроков проведения работ, имеющих целью повышение экономичности оборудования (например, чистки теплопередающих поверхностей), и не связанных с планово-предупредительными ремонтами.

Покажем на примере ход расчета. Рассмотрим экономическую целесообразность остановки блока мощностью 200 МВт, работающего в энергосистеме общей мощностью 5000 МВт, на 54 часа (с 0 часов субботы до 6 часов понедельника). Примем следующие приблизительные исходные данные.

Расход топлива на холостой ход 5 т. у. т./ч, расход топлива на пуск 100 т. у. т., длительность простоя 54 часа, цены топлива:  $c_1 = 16$ ,  $c_2 = 15$  руб./т. у. т., балансовая стоимость подверженных усиленному износу частей  $K' = 1 \cdot 10^6$  руб., вероятность повреждения оборудования  $p_v = 1,5\%$ , а относительный его износ при пуске  $\Delta\beta_m = 0,043\%$ , средняя длительность внепланового ремонта  $T_v = 70$  часов, затраты на послеаварийный ремонт  $Z_v = 12$  тыс. руб.; берем среднее значение  $Z_{д.п} = 600$  руб., разность удельных расходов топлива  $\Delta\delta = 8$  г/кВт · ч, запланированная нагрузка  $P_{1ср} = 160$  МВт.

Найдем затраты, связанные с дополнительным износом, по формуле (V-98):

$$Z_{д.и} = 0,043 \cdot 1 \cdot 10^6 \cdot 4,62 \cdot 10^{-4} = 20 \text{ руб.},$$

затраты, определяющиеся вероятностью повреждения — по формуле (V-100):

$$Z_{п.в} = 1,5 \cdot 10^{-2} (600 + 8 \cdot 160 \cdot 70 \cdot 15 \cdot 10^{-3} + 12 \cdot 000) = 210 \text{ руб.},$$

стоимость одного пуска — по формуле (V-102):

$$C_{п.1} = 16 \cdot 100 + 20 + 210 = 1830 \text{ руб.}$$

и вероятную экономию средств при остановке блока — по формуле (V-101):

$$Z_0 = 5 \cdot 54 \cdot 16 - 15 \cdot 95 - 1830 = 4320 - 3255 = 1065 \text{ руб.},$$

где 95 т. у. т. — перерасход топлива на выработку энергии в системе, найденный по ХОП в соответствии с формулой:

$$\Delta B_{\text{выр}} = \int_0^{\tau} \Delta B_{\text{выр}}(P_{\Sigma t}) dt = \int_0^{\tau} \int_{P_{\Sigma \text{мин}}}^{P_{\Sigma t}} (b_2 - b_{\Sigma}) dP_{\Sigma t} dt. \quad (V-103)$$

При остановках блока на меньшие периоды времени относительные значения составляющих  $Z_{д.и}$  и  $Z_{п.в}$ , не зависящих от длительности простоя, будут еще большими.

Величина  $\Delta B_{\text{выр}}$  может быть приближенно определена аналогично (IV-56) по формуле:

$$\Delta B_{\text{выр}} = \Delta P \frac{b_{\Sigma} + b_2}{2}. \quad (V-104)$$

Здесь  $\Delta P$  — снижение нагрузки станции, на которой предполагается остановить агрегат, равное разности ее нагрузок до и после остановки одного из агрегатов (при определении оптимальной нагрузки по ХОП).

При рассмотрении вопросов, связанных с экономической стороной пусков, необходимо иметь в виду, что к. п. д. котлоагрегата после растопки и пуска котла не сразу достигает расчетного значения (рис. II.9). Приближенная величина дополнительных потерь при выработке энергии с пониженным к. п. д. при нагрузке  $P_1$  МВт

$$\Delta B_{\eta} = \frac{860}{7000} \int_0^{t_y} P_t \left( \frac{1}{\eta_t} - \frac{1}{\eta_{\text{расч}}} \right) dt \text{ т. у. т.} \quad (V-105)$$

для упрощения расчетов может быть включена в затраты топлива на пуск  $B_{п}(\tau)$ . Верхний предел интегрирования  $t_y$  в формуле (V-105) — момент достижения к. п. д. практически установившегося значения.

**Упрощенный метод расчета.** Рассмотрим далее упрощенный метод определения целесообразности остановки агрегатов на период пониженной нагрузки без учета пусковых расходов и пренебрегая изменением потерь в сети, вызванным перераспределением нагрузки между станциями при остановке одного агрегата.

При указанных допущениях легко прийти к выводу о целесообразности отключения агрегатов, у которых стоимость потребляемого топлива при некоторой нагрузке больше, чем стоимость топлива дополнительно расходуемого на других электростанциях в случае передачи им этой нагрузки. Из предыдущего ясно, что для сравнения этих величин достаточно сопоставить минимальный удельный расход топлива останавливаемого агрегата и ОПРТ системы аналогично (IV-57), т. е. агрегат выгодно остановить в том случае, если

$$c_1 \delta_{i \text{ мин}} \geq \frac{b_{\Sigma} + b_2}{2} c_{ср}. \quad (V-106)$$

Потери в сети могут быть введены в расчет лишь приближенно — построением ХОП с учетом ОППМ  $\sigma_P$  для наиболее вероятного режима электрической сети.

В этом случае задача становится многоэкстремальной. Изменение состояния (пуск или остановка) одного из агрегатов отражается на приведенных характеристиках других агрегатов. Поэтому для каждой нагрузки системы может быть найдено несколько оптимальных вариантов, соответствующих локальным экстремумам.

Абсолютный (глобальный) экстремум может быть найден путем сравнения локальных.

Критерий выгодности остановки агрегата с учетом потерь в сети, но без учета пусковых расходов имеет вид:

$$c_i \delta_{i \text{ мин}} \geq \frac{c_{ср}}{P_{i_0}} \int_0^{P_{i_0}} \lambda (1 - \sigma_{P_i}) dP_i. \quad (V-107)$$

Здесь  $P_{i_0}$  — нагрузка  $i$ -го агрегата перед его остановкой.

Так как общесистемный ОПРТ  $\lambda = \frac{\epsilon_i}{1 - \sigma_{P_i}}$ , где  $\epsilon_i$  — ОПРТ станции, на которой работает рассматриваемый агрегат, то интеграл в неравенстве представляет расход топлива на выработку энергии, а вся его правая часть (V-107) — среднюю по системе стоимость энергии, приведенную к шинам данной станции.

Пусковые расходы могут быть учтены весьма приближенно подстановкой (V-106) приведенной величины удельных расходов

$$\delta_{\text{прив}_i} = \delta_{\text{мин}_i} + \frac{B_{п_i}(\tau)}{P_i \tau}. \quad (V-108)$$

Так, если для блока мощностью 100 МВт  $\delta_{\text{мин}} = 0,38 \frac{\text{кг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  и при  $\tau = 50$  часов  $B_{\text{п}}(\tau) = 80$  т. у. т., то  $\delta_{\text{прив}} = 0,38 + \frac{80}{100 \cdot 50} = 0,396$  кг/кВт · ч.

Следует заметить, что с внедрением вычислительной техники приближенные методы теряют свое значение. Описанный здесь метод, хотя и исключает возможность удовлетворительного учета пусковых расходов, но дает хорошее физическое представление о решаемой задаче.

## Глава VI

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### § VI-1. Общие сведения

Как мы видели выше, основная часть потерь при производстве и распределении активной мощности приходится на электрические станции. Потери в сети составляют сравнительно небольшую часть общих потерь. Оптимальный режим выработки реактивной мощности определяется условием минимизации потерь в сети. Поэтому задачу оптимизации режима электрических сетей можно сформулировать следующим образом: необходимо снизить до возможного минимума потери электрической энергии при передаче и распределении заданных потоков активной и реактивной мощности при условии обеспечения установленного качества электроэнергии и соблюдении требований надежности.

Из общего количества сетей различных назначений и напряжений следует выделить основную сеть энергосистемы. Под этим будем подразумевать линии электропередачи и трансформаторные подстанции, связывающие основные электростанции энергосистемы (определяющие ее мощность и режим работы), и линии связи с соседними энергосистемами.

Режим работы основной сети полностью подчинен задаче реализации оптимального режима электростанций (рассчитанного, конечно, с учетом потерь мощности в сети). Снижение потерь в основной сети может осуществляться двумя способами — выбором оптимального режима многотрансформаторных подстанций и предотвращением появления кольцевых потоков мощности в замкнутых сетях, участки которых имеют различную добротность. Выбор числа и мощности работающих трансформаторов рассмотрен ниже. Снижение потерь в замкнутых неоднородных сетях осуществляется путем использования трансформаторов с продольно-поперечным регулированием напряжения, что рассматривается в курсе электрических сетей и систем.

Сети, связывающие источники энергии, т. е. основную сеть энергосистемы, с потребителями, являются, по сути, распределительными

сетями. Однако часто сети напряжением 220—35 кВ называются питающими, а сети 10—6 кВ — распределительными.

Крупные промышленные предприятия имеют системы внутреннего электроснабжения, питающиеся от одной или нескольких подстанций 110—220 кВ и имеющие развитые сети и ряд подстанций 35—10—6 кВ.

От распределительных сетей 10—6 кВ питаются «потребительские» подстанции, снабжающие энергией сети 0,38/0,22 кВ, к которым присоединена коммунально-бытовая, промышленная (небольшой мощности) и сельскохозяйственная нагрузка.

Рассматривая возможность оптимизации режима распределительных сетей, необходимо иметь в виду их особенности, определяющиеся разнообразием мощностей оборудования и схем сети, а также многочисленностью и территориальной удаленностью подстанций, не имеющих дежурного персонала. Надо также иметь в виду встречающуюся недостаточность измерительных приборов, персонала и средств телеуправления для оперативной оптимизации режима.

Вместе с тем большая численность подстанций и протяженность линий распределительных сетей дают возможность получить в масштабе нашей страны большой экономический эффект в результате оптимизации их режима, складывающийся из небольших величин экономии по отдельным объектам.

Оптимизация режима существующих распределительных сетей должна сочетаться с проведением мероприятий по обеспечению необходимого уровня надежности питания потребителей и требуемого качества электроэнергии.

Эти вопросы решаются путем выбора соответствующих уровней напряжения и предотвращением появления несимметрии напряжений. Связанные с оптимизацией напряжений вопросы выбора коэффициентов трансформации сетевых трансформаторов рассмотрены в главе IX. Там же изложен метод выбора оптимальных положений точек разреза работающих в разомкнутом режиме кольцевых линий и линий с двухсторонним питанием (иногда называемых *резервируемыми линиями*), что может дать существенный экономический эффект. Заметное снижение потерь электроэнергии дает рациональный выбор режима трансформаторных подстанций, а также применение и правильный выбор режима источников реактивной мощности; последний вопрос рассматривается в курсе электрических сетей и систем и здесь не затрагивается.

Кроме того, снижение потерь может быть достигнуто постоянным поддержанием во включенном состоянии всех участков сети и сокращением длительности вынужденного отключения их для отыскания места повреждения, ремонтов и испытаний.

#### § VI-2. Оптимизация уровня расчетной надежности

В настоящее время принято решать все проектные и эксплуатационные вопросы, связанные с созданием и работой энергетических систем, с учетом их экономичности и надежности. По сути, надежность



энергосистемы, как и любого агрегата или устройства, также должна рассматриваться в экономическом аспекте. Повышение надежности требует увеличения затрат, что целесообразно лишь в том случае, если экономия средств в результате повышения надежности и, следовательно, уменьшение ожидаемого ущерба превысит эти дополнительные затраты.

Решение основных вопросов обеспечения достаточно высокого уровня надежности производится при проектировании энергосистем. Теоретически не представляет труда минимизировать функцию, представляющую собою сумму дополнительных затрат на повышение надежности и вероятного ущерба народного хозяйства при недоотпуске электроэнергии.

Для решения этой задачи необходимо иметь следующие исходные данные:

вероятность отказа (выхода из строя) основных элементов энергосистемы;

состав элементов энергосистемы, включая межсистемные линии связи, и схему их соединения (в смысле надежности, т. е. возможности взаимного резервирования или работы одних элементов при отказе других);

затраты на увеличение количества элементов с целью их резервирования или на повышение мощности;

необходимое время для пуска, включения и нагружения тех или иных элементов;

состав потребителей, их расположение в схеме энергосистемы и графики нагрузок; их вероятностные характеристики;

возможный ущерб народного хозяйства при перерыве подачи электрической или тепловой энергии тем или иным потребителям.

Эти же данные, необходимые для решения проектной задачи (развития системы и, в частности, определения величин и видов резерва), должны быть использованы и при решении эксплуатационной задачи. Однако определение оптимальной структуры системы с учетом всех перечисленных данных представляет собою практически неразрешимую задачу не только в виду ее сложности, но и в связи с отсутствием достоверных исходных данных.

Поэтому в практике проектирования и эксплуатации энергосистем приходится исходить из статистических данных о величине необходимого резерва (10—15% от установленной генерирующей мощности). Так как одна часть необходимого резерва предназначается для покрытия нагрузки в случае ее возрастания, превышающего запланированную величину, а вторая часть представляет собою ремонтный резерв, то в условиях эксплуатации системы надо иметь запас располагаемой мощности порядка 5—7% сверх максимума нагрузки для данного периода времени и соответствующий запас энергии (топливо на складах, вода в водохранилищах и т. д.). При этом должно быть обеспечено покрытие суточного максимума нагрузки в случае внезапного выхода из строя наиболее мощного агрегата энергосистемы.

Надежность покрытия максимума нагрузки будет достаточной лишь при том условии, что резервная мощность сможет сразу же при-

нять нагрузку внезапно вышедшего из строя агрегата. Следовательно, это должен быть вращающийся резерв (т. е. избыток мощности, возможность догрузки работающих агрегатов) или быстропускаемые агрегаты при условии допустимости перегрузки работающих агрегатов на период пуска резервных. Выбор того или другого варианта определяется, во-первых, структурой системы, т. е. наличием достаточной мощности ГЭС или ГТУ, и, во-вторых, экономическими соображениями, касающимися выбора оптимального состава работающих агрегатов (§ V-6).

Для поддержания необходимой надежности эксплуатации энергосистемы должно быть обращено особое внимание на обеспечение статической и динамической устойчивости ее работы. В условиях эксплуатации должны систематически проводиться необходимые расчеты. Допустимый режим работы основных, системообразующих линий электропередачи должен быть выбран с надлежащим запасом по статической и динамической устойчивости. Особое внимание должно быть обращено на устройства автоматического регулирования возбуждения генераторов и другие устройства автоматики, обеспечивающие сохранение устойчивости в аварийных режимах.

Обеспечение необходимого уровня надежности работы сетевых элементов энергосистемы (в целом, а не каждого отдельного элемента) достигается применением устройств автоматического повторного включения и автоматического включения резерва.

Возможность оптимизации уровня надежности значительно больше в местных системах электроснабжения, питающих крупные промышленные предприятия, города или сельскохозяйственные районы.

В отдельных случаях, когда известна величина возможного ущерба при недоотпуске электроэнергии потребителям, можно отказаться от использования средних значений удельного ущерба (0,10—0,60 руб./кВт·ч) и вводить в расчет конкретные значения с целью минимизации суммы возможного ущерба и необходимых затрат.

Пусть на предприятии имеется  $l$  независимых технологических процессов ( $a = 1, \dots, l$ ), выработка продукции каждого из которых составляет  $A_a \frac{\text{руб.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ ; ущерб от перерыва в подаче энергии составляет  $y_a$  относительных единиц (руб. на 1 руб. продукции); вероятность снижения подаваемой предприятию мощности на  $\Delta P$  составляет  $q(P) \frac{1}{\text{год}}$ . Сравнивая вероятный годовой ущерб с необходимыми годовыми затратами для его предотвращения, получим

$$\sum_{i=1}^T \sum_{a=1}^l q(P) \Delta P A_a y_a t_i \leq \Delta K (p + r) + B \quad (\text{VI-1})$$

где  $\Delta K$  — дополнительные капиталовложения,  $p$  — нормативный коэффициент,  $r$  — отчисления на амортизацию и  $B$  — расходы по эксплуатации.

Если бы обе части неравенства были непрерывными функциями  $\Delta P$ , то чтобы найти оптимум, можно было бы взять их разность и приравнять нулю ее производную. Так как эти функции недифференци-

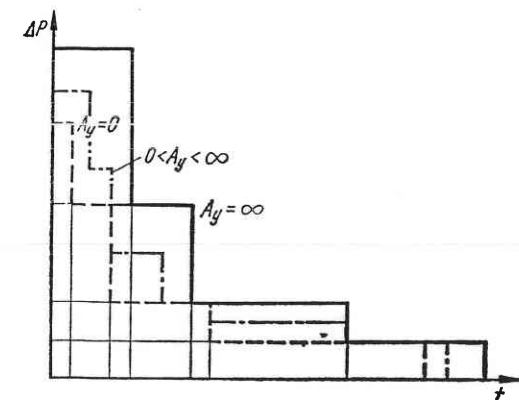


руемые, то надо брать дискретные значения  $\Delta P$ , определяющиеся изменением схемы (различные мощности трансформаторов или питающих линий), и производить сравнение.

Целесообразно строить изолинии ущерба  $A_y$  в координатах время — снижение мощности (рис. VI.1), анализируя ущерб и длительность снижения мощности по отдельным технологическим процессам. Изолиния  $A_y = 0$  определяет допустимое время снижения подаваемой мощности, не вызывающее ущерба (подача материалов в бункера, работа насосов на резервуары и т. п.). Величина  $A_y = \infty$  определяет полную недопустимость снижения мощности.

В некоторых случаях в левую часть выражения (VI-1) необходимо добавлять вероятный ущерб, связанный с повреждением оборудования при перерывах в подаче электроэнергии.

Решение задачи оптимизации уровня надежности определяется отнесением потребителей к той или иной категории по надежности и использованием условных нормативов вероятной суммарной длительности отказа отдельных элементов сети (например, ТП 10/0,4 кВ —



VI.1. Соотношение между величиной и длительностью снижения подаваемой предприятию мощности, не вызывающее ущерба ( $A = 0$ ) и совершенно недопустимое ( $A = \infty$ ).

12 часов в год, линии 35 кВ — 0,7 часов в год на 1 километр) и общей допустимой длительности отказа для потребителя данной категории.

**Учет надежности при оптимизации режима электрических сетей.** Как при проектировании, так и при выборе оперативных схем работы электрических сетей необходимо принимать во внимание вопросы надежности питания потребителей.

В настоящее время достоверные данные об ущербе при недоотпуске электроэнергии различным потребителям отсутствуют. В равной степени трудно определить необходимый уровень надежности и затраты, требуемые для его обеспечения.

В некоторых случаях может оказаться целесообразным осуществлять *многокритериальную оптимизацию*. Методы такой оптимизации (называемой также и *векторной оптимизацией*) в настоящее время разрабатываются и начинают широко применяться. Применительно к рассматриваемой задаче речь может идти о бикритериальной оптимизации, т. е. оптимизации по двум критериям — экономичности и надежности. Исследования этого вопроса выполнены в КПИ.

Проведенные для ряда городских сетей расчеты показали, что условия оптимума по экономичности (т. е. по потерям энергии) и по надежности обычно не совпадают. Однако эти две целевые функции могут оказаться согласными в некотором диапазоне изменения

независимых переменных, т. е. их производные по тому или иному аргументу могут иметь одинаковый знак. В этом случае оптимизация по одному критерию будет в то же время означать приближение к оптимуму и по другому критерию. При этом необходимо сопоставить характер изменения целевых функций и отдать предпочтение критерию, имеющему наибольшую кривизну. Векторная оптимизация не исключает, а, наоборот, зачастую предполагает возможность эвристического подхода к решению задачи, т. е. использования интуитивных, опирающихся на предшествующий опыт, соображений.

Учет характера изменения целевых функций (их кривизны) приобретает особое значение в тех случаях, когда эти функции изменяются несогласно, т. е. когда уменьшению одной соответствует увеличение другой. При этом оказывается возможным, ограничив допустимую область изменения более пологой целевой функции, значительно улучшить решение по более круто возрастающей целевой функции.

Алгоритмы решения подобных задач целесообразно основывать на методе покоординатного дискретного спуска.

### § VI-3. Повышение напряжения.

#### Оптимизация показателей качества электроэнергии

ГОСТ 13109—67 определяет требования к показателям качества электроэнергии. Частота — этот важнейший показатель качества — должна поддерживаться постоянной с колебаниями в пределах, обусловленных этим ГОСТ'ом, так же как и допустимое отклонение кривой изменения мгновенных значений напряжения от синусоиды, определяемое спектральным составом токов нагрузки.

Таким образом, в условиях эксплуатации энергосистем можно говорить об оптимизации двух основных показателей — величины и симметрии напряжений. Оптимизация этих показателей решается, в основном, при проектировании. Однако ряд соображений, определяющих оптимальное значение напряжения, следует иметь в виду и при эксплуатации электрических систем, когда решается вопрос не о номинальном значении напряжения, а о допустимых и целесообразных величинах отклонения от него.

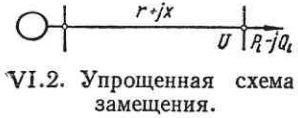
Интересы генерирующей и передающей энергию частей системы требуют поддержания напряжения на высшем допустимом уровне. Это целесообразно по условиям снижения потерь энергии и повышения степени устойчивости систем. Как известно, потери в линиях электропередачи состоят из потерь на нагрев, зависящих от протекающего тока, и потерь на корону, определяющихся напряжением.

Соответственно этому на подстанциях можно выделить потери в меди и потери в стали.

При повышении напряжения потери активной мощности можно оценить следующим образом. Если принять, что потери активной мощности в сети составляют 8—12%, число ступеней трансформации — 3—4, а постоянные потери в одной ступени (с учетом потерь реактивной мощности, умноженных на ее экономический эквивалент) равны

0,4%, то потери, зависящие от напряжения, составят 1,2—1,6%, а потери, зависящие от тока, соответственно 6,8—10,4%.

Потери на корону начинают заметно сказываться на общей величине потерь при напряжениях 330 кВ и выше. Однако режим линий такого напряжения определяется, в первую очередь, соображениями устойчивости. При эксплуатационных колебаниях напряжения эти потери изменяются незначительно, поэтому их можно не вводить в расчет экономического режима (тем более, что жесткой связи между  $U$  и  $S$  нет).



Если принять, что нагрузка потребителей при изменении напряжения остается практически постоянной и постоянные потери пропорциональны кубу напряжения (без переключения ответвлений трансформаторов), а переменные — обратно пропорциональны его квадрату, то при повышении напряжения на 1% изменение потерь составит

$$100 \left[ \left( \frac{6,8}{1,01^2} + 1,2 \cdot 1,01^3 \right) - 8,0 \right] : 8,0 = -1,37\%$$

(при  $\Delta U = 10\%$  эта величина составит около  $-10\%$ ).

По типичным статическим характеристикам потребителей можно принять, что при повышении напряжения на 1% активная нагрузка потребителей возрастает на 1%, а реактивная — на 2%, т. е.

$$\frac{\partial P_l}{\partial U} = \frac{P_l}{U}, \quad \frac{\partial Q_l}{\partial U} = 2 \frac{Q_l}{U}.$$

С учетом изменения нагрузки можно оценить изменение потерь, имея в виду, что  $Q = P \operatorname{tg} \varphi$ , и записать для упрощенной схемы замещения, показанной на рис. VI.2, частную производную переменных потерь мощности по напряжению:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_v}{\partial U} &= \frac{\partial}{\partial U} \left( \frac{P_l^2 + Q_l^2}{U^2} r \right) = \\ &= \frac{r}{U^4} \left[ U^2 2P_l \frac{\partial P_l}{\partial U} - P_l^2 2U + U^2 2Q_l \frac{\partial Q_l}{\partial U} - Q_l^2 2U \right] = \\ &= \frac{r}{U^4} \left[ 2U^2 P_l \frac{P_l}{U} - 2UP_l^2 + 2Q_l U^2 2 \frac{Q_l}{U} - 2UQ_l^2 \right] = \\ &= \frac{2Q_l^2}{U^3} r = \frac{2P_l^2 \operatorname{tg}^2 \varphi}{U^3} r. \end{aligned} \quad (\text{VI-2})$$

Так как  $\Delta P_v = \frac{r}{U^2} (P_l^2 + Q_l^2) = \frac{P_l^2 r}{U^2} (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$ , то отсюда  $U^2 = \frac{1}{\Delta P_v} \times P_l^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)$ , а подставив в (VI-2), получим

$$\frac{\partial \Delta P_v}{\partial U} = \frac{2\Delta P_v \operatorname{tg}^2 \varphi}{U(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}. \quad (\text{VI-3})$$

Примем для примера  $\cos \varphi = 0,9$ ; тогда  $\operatorname{tg} \varphi = 0,483$  и  $\frac{\partial \Delta P_v}{\partial U} = \frac{\Delta P_v}{U} \cdot 0,38$ .

Для постоянных потерь  $\frac{\partial \Delta P_c}{\partial U} \approx 3 \frac{\Delta P_c}{U}$  (кубическая зависимость от напряжения при  $U$ , близких к единице). Полагая, что  $\Delta P_c$  составляют 15%, а  $\Delta P_v$  — 85% от общих потерь, найдем, что

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial U} = \frac{\partial \Delta P_v}{\partial U} + \frac{\partial \Delta P_c}{\partial U} = (0,85 \cdot 0,38 + 0,15 \cdot 3) \frac{\Delta P}{U} = 0,77 \frac{\Delta P}{U}.$$

Зависимость изменения относительных потерь  $\Delta P^*$  от напряжения найдем дифференцированием

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial U} \left( \frac{\Delta P}{P_l} \right) &= \frac{1}{P_l^2} \left[ P_l \frac{\partial \Delta P}{\partial U} - \Delta P \frac{\partial P_l}{\partial U} \right] = 0,77 \frac{\Delta P}{U P_l} - \frac{\Delta P}{U P_l} = \\ &= -0,23 \frac{\Delta P}{P_l U} = -0,23 \frac{\Delta P^*}{U}. \end{aligned}$$

Следовательно, повышение напряжения на 1% с учетом возрастания нагрузки снижает относительную величину потерь на 0,23%.

Уровень напряжения в узлах распределительной сети должен определяться с учетом интересов потребителей. В [29] показано, что соотношение между оптимальным  $U_o$  и номинальным  $U_n$  напряжениями для ламп накаливания определяется как

$$\frac{U_o}{U_n} = \sqrt[11,7]{0,194 \frac{a \cdot T_n}{h \cdot 1000}}, \quad (\text{VI-4})$$

где  $a$  — цена электроэнергии, коп./кВт · ч;  $h$  — удельная цена лампы в коп., отнесенная к 1 кВт · ч потребляемой электроэнергии;  $T_n$  — срок службы лампы в часах при номинальном напряжении.

Если  $T_n = 1000$  часов, то это соотношение равно 1,038 при  $\frac{a}{h} = 8$

и 0,979 при  $\frac{a}{h} = 4$ . В первом случае, при более дорогой электроэнергии, выгоднее поддерживать напряжение выше номинального на 4%, даже за счет повышенного износа ламп.

В связи с изменением и случайными колебаниями нагрузки не может оставаться постоянным и напряжение на шинах подстанций распределительной сети. Несмотря на то, что, как мы видели выше, оптимальное значение напряжения определяется из уравнений высоких степеней (например, VI-4), приближенно можно принять, что основную роль в образовании ущерба играет квадрат отклонения напряжения  $U$  от оптимального его значения  $U_o$ . Тогда ущерб за период  $T$  составит

$$Y_T = \int_0^T z (U - U_o)^2 dt = z \left[ \int_0^T U^2 dt - 2U_o \int_0^T U dt + U_o^2 \int_0^T dt \right]. \quad (\text{VI-5})$$

Здесь  $z$  — удельный часовой ущерб предприятия в руб./(кВ)<sup>2</sup> · ч, определяющийся видом затрат  $Z$  на выработку продукции от напряжения и, приближенно, равный

$$z = \frac{1}{2} \frac{\partial^2 Z}{\partial U^2}. \quad (\text{VI-6})$$

Первый интеграл (VI-5) дает квадрат среднеквадратичного  $U_{\text{ск}}$ , а второй — среднее  $U_{\text{ср}}$  значение напряжения. Вспомнив, что, в соответствии с теорией вероятности, дисперсия  $D$ , т. е. центральный момент второго порядка, может быть определена как разность начального момента второго порядка, т. е. математического ожидания квадрата случайной величины  $U$ , и квадрата математического ожидания этой величины, получим

$$Y_T = zT [U_{\text{ск}}^2 - 2U_0 U_{\text{ср}} + U_0^2] = zT [(U_{\text{ск}}^2 - U_{\text{ср}}^2) + (U_{\text{ср}}^2 - 2U_0 U_{\text{ср}} + U_0^2)] = zT [D(U) + (\delta U_{\text{ср}})^2]. \quad (\text{VI-7})$$

Таким образом, можно представить, что ущерб складывается из двух составляющих: первое из них определяется отклонением среднего напряжения от оптимума  $\delta U_{\text{ср}} = U_{\text{ср}} - U_0$ , а второе — колебаниями напряжения как централизованной случайной величины.

Задачей оптимизации уровня напряжения является устранение первой из них рациональным выбором  $U_{\text{ср}} = U_0$ . Это дает возможность выбрать и установить необходимую величину коэффициента трансформации трансформаторов или применить устройство регулирования его под нагрузкой (РПН). Снижение второй составляющей может быть достигнуто воздействием на режим нагрузки и применением специальных регулирующих устройств. Измерение дисперсии и среднего напряжения в условиях эксплуатации может осуществляться с помощью так называемых *интегральных вольтметров*.

В случае наличия однофазных приемников электрической энергии возникает еще одна задача оптимизации режима — снижение до минимума ущерба, являющегося результатом несимметрии нагрузки. Однофазную нагрузку создают тяговые подстанции и электропечи (в некоторых случаях) и бытовые потребители (почти всегда). Таким образом, эта задача полностью относится к оптимизации режима распределительных сетей.

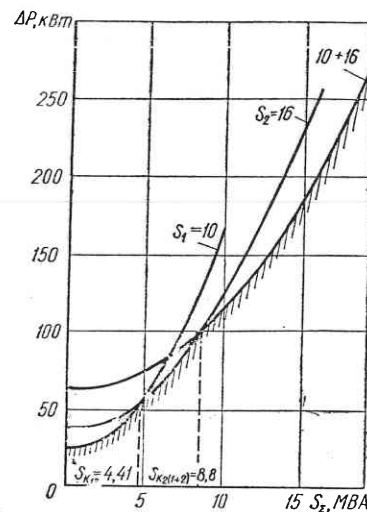
Возникновение недопустимой несимметрии напряжений, ухудшающей режим работы двигателей и вызывающей дополнительные потери электроэнергии в распределительной сети, предотвращается мероприятиями, предусмотренными при проектировании (применение симметрирующих устройств и нейтралеров, использование симметрирующих свойств конденсаторных батарей и синхронных двигателей и пр.). Но и при проектировании и в условиях эксплуатации должны применяться основные способы предотвращения появления несимметрии напряжений — контроль и поддержание равномерности распределения однофазной нагрузки по фазам линий.

#### § VI-4. Оптимизация режимов работы многотрансформаторных подстанций

**Выбор состава включенных трансформаторов.** Наивыгоднейший режим работы трансформаторных подстанций определяется путем минимизации потерь в трансформаторах при условии передачи заданной суммарной мощности.

Оптимизация режимов многотрансформаторных подстанций заключается в выборе числа и мощности работающих трансформаторов.

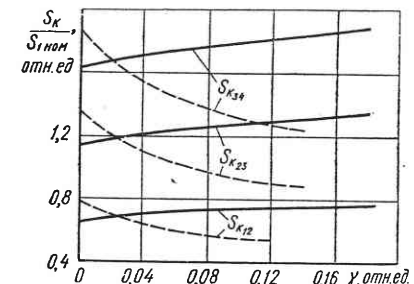
Потери мощности в трансформаторах можно подразделить на постоянные, не зависящие от нагрузки, и переменные, пропорциональные ее квадрату. На рис. (VI.3) показана зависимость потерь от суммарной нагрузки подстанции с двумя трансформаторами мощностью  $S_1 = 10$  и  $S_2 = 16$  МВА. Нагрузки  $S_{k12}$  и  $S_{k2(1+2)}$ , определяющиеся точками пересечения кривых, являются *критическими нагрузками*, определяющими целесообразность перехода с трансформатора мень-



VI.3. Зависимость потерь в трансформаторах от нагрузки подстанции.

VI.4. Зависимость относительных величин критической нагрузки от экономического эквивалента реактивной мощности:

сплошные — по средним значениям потерь в трансформаторах 10 кВ, 100—1000 кВА; пунктирные — 110 кВ, 10—40 МВА



шей мощности на трансформатор большей мощности и, при дальнейшем возрастании нагрузки, с трансформатора большей мощности на два (т. е. включения первого трансформатора параллельно со вторым или распределения нагрузки пропорционально их мощностям при раздельной работе). Если действительная нагрузка больше критической, следует выбрать тот из двух сравниваемых вариантов, при котором мощность работающих трансформаторов больше, и наоборот. Таким образом, критические нагрузки и оптимальные режимы можно находить графически. Однако возможно и аналитическое решение этой задачи.

Рассмотрим общий случай многотрансформаторной подстанции и сравним два режима ее работы. В одном из них суммарная мощность работающих трансформаторов составляет  $\Sigma S_a$ , в другом  $\Sigma S_b$ . Известно, что при передаче по сети реактивной мощности возникают потери активной мощности. Поэтому затраты на доставку реактивной мощности к точке потребления от источника можно оценить *экономическим эквивалентом реактивной мощности*  $\gamma$  кВт/кВАр. Тогда приведенные потери мощности будут равны сумме потерь активной мощности и потерь реактивной мощности, умноженных на  $\gamma$ .

Обозначим для режимов *a* и *b* постоянные приведенные потери  $\Sigma P_{ca}$  и  $\Sigma P_{cb}$  и переменные  $\Sigma P_{va}$  и  $\Sigma P_{vb}$ <sup>1</sup>.

Напряжения короткого замыкания параллельно работающих трансформаторов должны быть одинаковыми, при этом нагрузка распределяется между ними пропорционально номинальной мощности. Для определения критической нагрузки  $S_{kab}$  приравняем суммарные потери в сравниваемых режимах

$$\Sigma P_{ca} + \Sigma P_{va} \frac{S_{kab}^2}{(\Sigma S_a)^2} = \Sigma P_{cb} + \Sigma P_{vb} \frac{S_{kab}^2}{(\Sigma S_b)^2}. \quad (VI-8)$$

Таблица 23. Потери в трансформаторах

<i>S</i>	$\Delta P_{x,x}$	$\Delta P_{к.з}$	$\Delta Q_{нам}$	$\Delta Q_{расс}$	<i>P<sub>c</sub></i>	<i>P<sub>v</sub></i>
МВА	кВт	кВт	кВАр	кВАр	кВт	кВт
10	18,0	60,0	90	1050	25,2	144,0
16	26,0	85,0	136	1680	36,9	219,4

Отсюда легко находим

$$S_{kab} = \sqrt{\frac{\Sigma P_{cb} - \Sigma P_{ca}}{\frac{\Sigma P_{va}}{(\Sigma S_a)^2} - \frac{\Sigma P_{vb}}{(\Sigma S_b)^2}}}. \quad (VI-9)$$

При суммарной нагрузке  $S_{\Sigma} > S_{kab}$  следует выбрать режим *b*, если  $\Sigma S_b > \Sigma S_a$ .

В том случае, когда отношение *k* переменных приведенных потерь к постоянным одинаково для всех трансформаторов, получим выражение

$$S_{kab} = \sqrt{\frac{\Sigma S_a \Sigma S_b}{k}}, \quad (VI-10)$$

которое можно использовать лишь в качестве первого приближения, так как критическая нагрузка зависит от разности потерь, и при отклонениях их от средних величин погрешность может достигать до десятков процентов.

Если мощности всех трансформаторов одинаковы и равны  $S_n$ , то критическая нагрузка при переходе от *n* включенных трансформаторов к *n* + 1 и наоборот будет

$$S_{k_{n(n+1)}} = S_n \sqrt{\frac{n(n+1)}{k}}. \quad (VI-11)$$

<sup>1</sup> Понятия о постоянных и переменных потерях даются в курсе «Электрические машины».

По ГОСТ 12965—67 отношение переменных потерь к постоянным для трансформаторов мощностью 10—40 МВА лежит в пределах 3,3—3,4. В зависимости от удаленности точки потребления от источника реактивной мощности рекомендуется принимать  $\gamma = 0,02 \div 0,20$ . На рис. VI. 4 показаны зависимости критических нагрузок подстанции с трансформаторами одинаковой мощности от экономического эквивалента реактивной мощности. Индексы при  $S_k$  указывают: 12 — переход с одного трансформатора на два; 23 — с двух на три и 34 — с трех на четыре. Значения критических нагрузок отнесены к номинальной мощности одного трансформатора. Пунктирные линии относятся к понижающим трансформаторам 110 кВ мощностью 10—40 МВА, сплошные — 10 кВ мощностью 100—1000 кВА. Из рисунка видно, что при  $\gamma = 0,06$  второй трансформатор 110 кВ надо включать, когда общая нагрузка подстанции превысит 59% (мощности одного трансформатора), а третий — 102%.

Различие в ходе кривых для трансформаторов 110 и 10 кВ (убывание или возрастание  $S_k$  при увеличении  $\gamma$ ) объясняется существенной разницей в соотношении переменных и постоянных потерь реактивной мощности. Так, для трансформаторов 110 кВ  $u_k = 10,5\%$ , а  $I_{x,x} = 0,7 \div 0,9\%$ , т. е. их отношение равно 15—12, а для трансформаторов 10 кВ  $u_k = 4,5 \div 5,5$ , а  $I_{x,x} = 3,2 \div 2,0\%$ , и их отношение значительно меньше. Относительно большая величина потерь на холостой ход делает выгодным повышение критических нагрузок при возрастании  $\gamma$ .

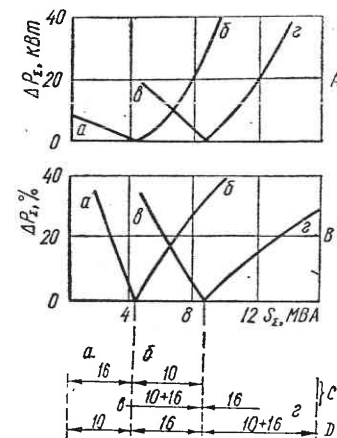
Пример. На подстанции 110/10,5 кВ установлены трансформаторы мощностью 10 МВА и 16 МВА. Определить критические нагрузки подстанции. По ГОСТу находим потери, выбираем  $\gamma = 0,08$  и рассчитываем приведенные потери. Результаты расчета приведены в табл. 23.

Включение второго трансформатора и отключение первого целесообразно в соответствии с (VI-9) при нагрузке

$$S_{k_{10-16}} = \sqrt{\frac{36,9 - 25,2}{\frac{144}{10^2} - \frac{219,4}{16^2}}} = 4,47 \text{ МВА.}$$

При работе второго трансформатора (16 МВА) первый целесообразно включать дополнительно при

$$S_{k_{16-26}} = \sqrt{\frac{62,1 - 36,9}{\frac{219,4}{16^2} - \frac{363,4}{26^2}}} = 8,80 \text{ МВА.}$$



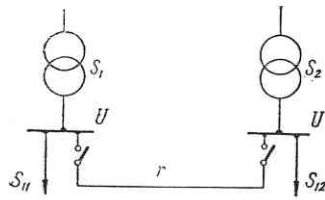
VI.5. Абсолютный (A) и относительный (B) перерасходы мощности на потери в трансформаторах при неправильном выборе режима работы (C) по сравнению с оптимальным режимом (D).



На рис. VI.5 показан перерасход мощности потерь при отклонении от оптимального режима для рассмотренной выше подстанции. В неэкономичных режимах этот перерасход может достигать 20—30%.

### § VI.5. Оптимизация режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с однотономными подстанциями

Рассмотрим возможности оптимизации режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с однотономными подстанциями. Резервирование трансформаторов таких подстанций обычно осуществляется переключателями, связывающими шины низшего



VI.6. Расчетная схема.

напряжения. Такие переключатели целесообразно использовать также и для снижения потерь электроэнергии, отключая в период малых нагрузок, например, ночные смены, некоторые трансформаторы и переводя их нагрузку на подстанции, оставшиеся в работе.

Критические нагрузки, определяющие целесообразность перехода из одного режима в другой, могут быть представлены в виде линий в координатах двух независимых переменных — нагрузок подстанций  $S_{11}$  и  $S_{12}$  в соответствии с расчетной схемой, показанной на рис. VI. 6.

При выводе формул предполагается, что коэффициенты мощности обеих подстанций одинаковы, изменения потерь в сети высшего напряжения в зависимости от выбранного режима ничтожно малы и что при работе двух трансформаторов переключатель разомкнут.

В табл. 24 приведены нагрузки трансформаторов и переключатели, соответствующие трем возможным режимам при  $S_1 \neq S_2$ .

Запишем уравнение баланса потерь мощности в режимах  $a$  и  $b$

$$P_{c_1} + P_{v_1} \frac{S_{11k}^2}{S_1^2} + P_{c_2} + P_{v_2} \frac{S_{12k}^2}{S_2^2} = P_{c_1} + P_{v_1} \frac{(S_{11k} + S_{12k})^2}{S_1^2} + \frac{S_{12k}^2 r^1}{U^2} \quad (VI-12)$$

<sup>1</sup> Индексы к указывают, что речь идет о критических значениях нагрузок  $S_{11}$ ,  $S_{12}$ , при которых потери в двух сравниваемых режимах равны.

Таблица 24. Нагрузка трансформаторов и переключатели при различных режимах схемы (по рис. VI.6)

Режим	Нагрузка		
	трансформатора $S_1$	трансформатора $S_2$	переключатели
$a$	$S_{11}$	$S_{12}$	разомкнута
$b$	$S_{11} + S_{12}$	отключен	$S_{12}$
$c$	отключен	$S_{11} + S_{12}$	$S_{11}$

Можно найти зависимость  $S_{12k} = f(S_{11k})$ , представляющую собой кривую в координатах  $S_{11}$ ,  $S_{12}$ , которую можно без большой погрешности заменить прямой  $жр$  (рис. VI. 7). Аналогично, сравнением режимов  $a$  и  $c$ , можно получить линию  $си$ , а режимов  $b$  и  $c$  — линию  $ие$ . Участки  $пр$  и  $ст$  представляют собой линии ограничения перегрузки трансформаторов (в нашем примере 125%).

При  $S_1 = S_2$  построение проще, и прямая  $ие$  совпадает с биссектрисой координатного угла.

Оптимальный режим определяется положением рабочей точки, соответствующей сочетанию нагрузок  $S_{11}$  и  $S_{12}$ . Если эта точка нахо-

дится в зоне  $еирп$  (или, если недопустима перегрузка,  $еигд$ ), то всю нагрузку должен нести трансформатор  $S_1$  при включенной переключателе; если в зоне  $еОтси$  (или  $еОаби$ ) — то должен работать только трансформатор  $S_2$  при включенной переключателе; если в зоне  $твприс$  — то надо включить оба трансформатора и разомкнуть переключатель.

Например, при  $S_{11} = 100$  кВА и  $S_{12} = 220$  кВА всю нагрузку должен нести трансформатор  $S_2$ .

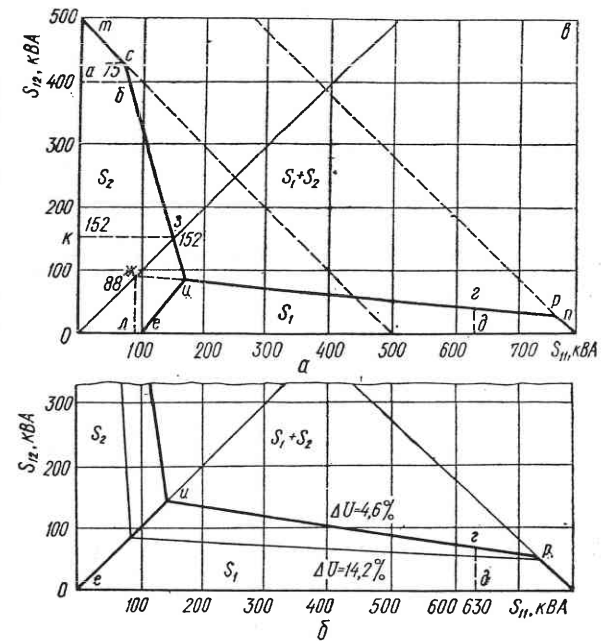
Типовые диаграммы.

Построив по точкам приближенным способом диаграмму режимов для пары подстанций, можно заменить кривые прямыми, параллельными осям координат. Тогда критические нагрузки подстанций можно считать зависящими только от экономического эквивалента реактивной мощности  $\gamma$  и «характеристики переключателя» — относительной величины падения напряжения в переключателе при протекании номинального тока соответствующего трансформатора, т. е.

$$\Delta U_1 = \frac{S_1 r}{10U^2}, \%; \quad \Delta U_2 = \frac{S_2 r}{10U^2}, \%. \quad (VI-13)$$

Здесь  $U$  — номинальное вторичное напряжение трансформаторов, кВ;  $S_1$  и  $S_2$  — их мощности, кВА;  $r$  — сопротивление переключателя, Ом.

На рис. VI.8 показаны построенные таким способом типовые диаграммы для приближенного выбора режима подстанций с трансфор-



VI.7. Диаграммы для выбора оптимального режима двух однотономных подстанций, связанных низковольтной переключателем:

$a) S_1 = 630$  кВА,  $S_2 = 400$  кВА;  $b) S_1 = S_2 = 630$  кВА.



моторами соседних по стандартной шкале мощностей. Нагрузки подстанций выражены в относительных единицах, т. е.

$$s_1 = \frac{S_{11}}{S_1}, \quad s_2 = \frac{S_{12}}{S_2}. \quad (\text{VI-14})$$

При построении диаграмм использованы усредненные значения параметров, определяющих потери в трансформаторах мощностью от 100 до 1000 кВА, наиболее распространенных на подстанциях промышленных предприятий (ГОСТ 12022—66 и ГОСТ 11920—66).

Для таких трансформаторов можно принять: напряжение короткого замыкания — 4,9%, ток холостого хода — 2,05%, потери активной мощности холостого хода — 0,305%, потери короткого замыкания — 1,40%.

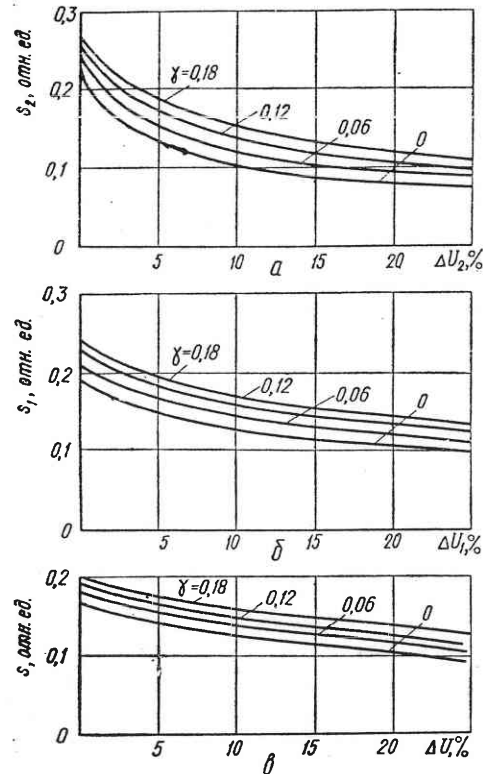
Приведем пример пользования диаграммой рис. VI.8. Мощности трансформаторов —  $S_1 = 630$  кВА,  $S_2 = 400$  кВА, первичное напряжение — 10 кВ, вторичное — 0,4 кВ, сопротивление перемычки 0,022 Ом. Если предприятие не имеет источников реактивной мощности и питается от районной сети, выбираем  $\gamma = 0,18$ .

Вычисляем характеристики перемычки по (VI-13)

$$\Delta U_1 = \frac{630 \cdot 0,022}{10 \cdot 0,4^2} = 8,67\%;$$

$$\Delta U_2 = 5,5\%.$$

По рис. VI. 8. находим  $s_1 = 0,17$  и  $s_2 = 0,18$ . Следовательно, трансформатор  $S_1$  надо отключать при нагрузках, низших 0,17 · 630 = 108 кВА, а трансформатор  $S_2$  при 0,18 × 400 = 72 кВА. Так как соотношение соседних по шкале мощностей трансформаторов лежит



VI.8. Упрощенные диаграммы выбора оптимального режима двух трансформаторных подстанций, связанных низковольтной перемычкой:

зависимость от характеристики перемычки  $\Delta U$  критической нагрузки трансформаторов меньшей (а) и большей (б) мощности; в) — трансформаторов одинаковой мощности.

в пределах 1,56—1,60, то эти диаграммы могут быть применены для подстанций с двумя трансформаторами, если соотношение номинальных мощностей подстанций близко к указанным пределам, например для случая  $S_1 = 630$  кВА,  $S_2 = 250 + 160$  кВА.

В заключение следует сказать, что при выборе экономических режимов трансформаторных подстанций необходимо учитывать ха-

рактер суточного графика нагрузки, стремясь свести к минимуму число включений и отключений трансформаторов. Кроме того, надо иметь в виду, что экономический эквивалент реактивной мощности не остается постоянным в течение суток, повышаясь в часы максимальных нагрузок и резко снижаясь в часы ночных провалов нагрузки.

## Глава VII

### СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

#### § VII-1. Общие сведения о моделирующих устройствах

В энергетике, как и в других отраслях промышленности, для исследования технологических процессов часто используется моделирование.

В широком смысле слова моделирование — это метод изучения реальных процессов путем отображения тем или иным способом их отдельных закономерностей, интересующих исследователя.

Моделирование осуществляется двумя принципиально различными способами.

*Физическое моделирование* заключается в создании и исследовании моделей, воспроизводящих исследуемые процессы в ином масштабе, но без изменения их физической сущности. При этом, в зависимости от целей исследования, могут изменяться геометрические размеры устройств, скорости протекания или иные параметры процессов. Создание таких моделей основывается на теории подобия устройств и процессов.

*Математическое моделирование* основывается на единстве уравнений, описывающих исследуемые процессы и процессы, протекающие в модели, хотя физическая природа их может быть совершенно различной.

В подавляющем большинстве случаев модели выполняются электрическими или электронными. Это объясняется удобством сборки и перестройки электрических схем, отработанной системой измерений, удобством автоматизации вывода информации.

Такие модели могут быть универсальными и специализированными. *Универсальные модели* (например, модель ЭМУ-10) дают возможность собирать схему из типовых элементов, т. е. блоков умножения, функциональных преобразователей, интегрирующих и дифференцирующих блоков в соответствии со структурой моделируемых устройств или характером процессов.

*Специализированные модели* разрабатываются и строятся для решения определенного класса задач, а иногда — для решения конкретных задач.

Математическая модель может быть совершенно абстрактной, представляя собой совокупность уравнений, отражающих реальный процесс.

Математической моделью называют также устройства, предназначенные для решения этих уравнений в аналоговой или цифровой форме.

Для решения уравнений математической модели, т. е. для исследования поведения моделируемого объекта в тех или иных режимах, могут использоваться и универсальные ЭЦВМ.

Моделирование дает возможность глубоко проникать в сущность явления, быстро и с минимальными затратами средств изучать влияние различных факторов на исследуемые процессы. Вместе с тем модель не отражает и не может отражать все без исключения стороны явления, а всегда воспроизводит оригинал с некоторыми ограничениями. Поэтому при использовании модели для предсказания хода процесса в оригинале необходимо считаться с возможностью получения результатов, иногда весьма существенно отличающихся от действительных. Точность исследования на модели определяется степенью приближения к оригиналу.

В энергетике давно и весьма успешно используются модели для расчета токов короткого замыкания в сложных электрических сетях, модели для исследования переходных электромеханических процессов, модели регуляторов скорости и возбуждения.

Специализированные вычислительные устройства (СВУ), предназначенные для оптимизации режимов эксплуатации энергосистем, представляют собой по существу математические модели, воспроизводящие те или иные технологические процессы. Такие модели используются для распределения нагрузки между электростанциями, прогнозирования годовых и суточных графиков или построения сетевых графиков ремонтных работ.

#### § VII-2. Информация, необходимая для расчета экономических характеристик

Методы испытаний энергетического оборудования и построение экономических характеристик хорошо разработаны. Построенные по результатам испытаний экономические характеристики успешно используются в перспективных расчетах оптимальных режимов сложных энергообъединений. Однако этого недостаточно для оперативного ведения наиболее выгодного режима работы энергосистемы. Состояние теплоэнергетического оборудования изменяется в процессе эксплуатации, и его экономические характеристики ухудшаются.

В первую очередь, это относится к котельному оборудованию. Изменение режима и неравномерная работа пылепитателей сопровождаются изменениями конфигурации факела и изменением механического недожога топлива. Появление неплотностей в обмуровке котла вызывает увеличение коэффициента избытка воздуха, что отражается на температуре и химическом составе уходящих газов, а также на расходе энергии тяго-дутьевыми устройствами. Шлакование котла изменяет режим работы топки и приводит к необходимости ограниче-

ния нагрузки, а загрязнение газоходов — к повышению расхода энергии на работу дымососов.

Характеристики турбинных установок также изменяются, хотя и в меньшей степени. Причинами повышения расхода тепла на отпущенную энергию являются загрязнение труб конденсаторов, появление отложений на трубках подогревателей низкого и высокого давления, занос лопаточного аппарата турбины, повышенные утечки пара и воды и ряд других. Существенное влияние оказывает также изменение внешних условий, особенно температуры наружного воздуха и охлаждающей воды.

Все это приводит к необходимости корректировки полученных при испытаниях характеристик или измерения текущих экономических показателей. Желательно вводить в расчет экономические показатели, получаемые со скоростью изменения состояния и режима работы агрегатов, или, как говорится, в темпе производства.

Экономические показатели можно определять на основе расчетов по прямому балансу (измеряя полный расход топлива) или по обратному балансу (измеряя потери тепла).

Необходимые данные для расчета получают при измерениях, производимых в процессе нормальной эксплуатации или при подаче пробного сигнала. Последний способ широко используется при определении динамических характеристик объектов автоматического регулирования. Скачкообразное изменение нагрузки дает возможность вычислить показатели, характеризующие его динамические свойства. При определении экономических показателей увеличение нагрузки  $P$ , сопровождающееся возрастанием расхода топлива  $B$ , дает возможность вычислить среднее для данного интервала нагрузок значение относительного прироста расхода топлива как отношение конечных приращений  $b = \Delta B : \Delta P$ . В случае, если измерение расхода топлива невозможно, определяют потери и вычисляют ОПРТ по формулам (II-9) и (II-12). Несмотря на кажущуюся простоту этого метода, практическое его применение сопряжено с серьезными трудностями, особенно при измерении параметров блоков или отдельных котлоагрегатов. Эти трудности определяются, главным образом, тепловой инерцией котла и нестабильностью величины потерь с механическим недожогом. Немаловажное значение имеет также нежелательность колебаний на основной режим котла пробных колебаний, всегда неблагоприятно отражающихся на состоянии оборудования. Поэтому непосредственное определение ОПРТ с использованием пробных сигналов не нашло широкого применения.

Таким образом, в основу расчета экономических показателей (в процессе производства энергии, а не при проведении специальных испытаний) должны быть положены измерения параметров нормального технологического процесса.

Использование метода прямого баланса возможно при сжигании жидкого или газообразного топлива, текущий расход которых может измеряться с достаточной точностью. Измерение текущего расхода пыли пока не выходит за рамки эксперимента, поэтому при сжигании твердого топлива метод прямого баланса исключается.

Однако независимо от вида топлива метод прямого баланса трудно реализуем для определения ОПРТ из-за тепловой инерции котла. При уменьшении нагрузки и связанным с ним понижением температуры газов наблюдается кажущееся увеличение мгновенного значения к. п. д. до величины, превышающей 100% в результате выработки пара за счет тепла, запасенного в котле; при увеличении нагрузки наблюдаемое значение к. п. д. ниже действительного. При малых изменениях нагрузки приращения  $\Delta B$  и  $\Delta P$  будут невелики, что снижает точность. Кроме того, для получения необходимой разности  $\Delta B = B_{t_2} - B_{t_1}$  и исключения влияния тепловой инерции необходимо производить измерения через довольно большие промежутки времени (10—30 мин), а при этом снижается ценность полученных результатов и ограничивается возможность их использования для оперативного ведения режима.

Метод обратного баланса может явиться основой непрерывного измерения текущих значений потерь тепла и ОПРТ. При этом исключается влияние тепловой инерции котла и необходимость измерения расхода топлива, но возникают затруднения с точным определением в темпе производства всех видов потерь тепла.

Рассмотрим выражения для определения технико-экономических показателей основного оборудования ТЭС.

К. п. д. брутто и нетто котлоагрегата определяются по формулам

$$\eta_k^{бр} = 100 - \sum q_{пот} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \% \quad (VII-1)$$

$$\eta_k^н = \eta_k^{бр} - q_{топ}^{сн} - q_{топ}^э, \% \quad (VII-2)$$

Здесь  $q_2$  — потери тепла соответственно с уходящими газами,  $q_3$  — с химическим недожогом,  $q_4$  — механическим недожогом,  $q_5$  — в окружающую среду и  $q_6$  — с физическим теплом шлака;  $q_{топ}^{сн}$  и  $q_{топ}^э$  — расходы тепла на СН котлоагрегата и выработку электроэнергии, затрачиваемой на СН котлоагрегата, выраженные в процентах от количества тепла, содержащегося в топливе, сожженном в котле.

Потери с уходящими газами рассчитываются по формулам:

$$q_2 = (k\alpha_{yx} + c) \left( t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b} t_{x.в} \right) \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) A_t K_Q 10^{-2}, \% \quad (VII-3)$$

Здесь  $t_{yx}$  и  $t_{x.в}$  — температуры уходящих газов и холодного воздуха,  $\alpha_{yx}$  — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

При наличии кислородомеров и отсутствии химического недожога

$$\alpha_{yx} = \frac{21 - pO_2}{21 - O_2}, \quad (VII-4)$$

где  $O_2$  — содержание кислорода в уходящих газах, %,  $p$  — поправочный коэффициент, представляющий собой отношение разности объемов воздуха и продуктов сгорания к теоретически необходимому объему воздуха. Для твердого топлива  $p = 0,02$ , для мазута  $p = 0,05$ , для природного газа  $p = 0,2$ .

При использовании газоанализаторов, определяющих содержание  $CO_2$ ,

$$\alpha = \frac{RO_2^{макс}}{RO_2}, \quad (VII-5)$$

где  $RO_2^{макс}$  — максимальное возможное содержание  $RO_2$ , определяющееся элементарным составом топлива. Например, для донецкого АШ оно составляет — 20,1%, для челябинского угля — 19,2%, а для Анжеро-Судженского угля — 18,9%.

Далее, в (VII-3) коэффициенты  $A_t = 0,995 \div 1,005 \approx 1,0$  и  $K_Q \approx 1$ , учитывающие влияние  $t_{yx}$  на теплоемкость продуктов сгорания и дополненное тепло, внесенное в топку подогретым топливом;  $k$ ,  $c$  и  $b$  — постоянные, зависящие от сорта и влажности топлива и определяемые по таблицам. Например, для антрацита  $k = 3,52$ ,  $c = 0,36$ ,  $b = 0,11$ ; для природного газа  $k = 3,52$ ,  $c = 0,63$ ,  $b = 0,18$ .

При упрощенных расчетах используются выражения

$$q_2 = m \left[ n_1 t_{yx} + \frac{n_2 t_{yx} - n_3 t_{x.в}}{21 - O_2} \right], \% \quad (VII-6)$$

$$m = \frac{100 - q_4}{Q_H^p}, \quad \frac{\% \text{ кг}}{\text{ккал}}, \quad (VII-7)$$

$$n_1 = V_{RO_2} c_{CO_2} + V_{N_2} c_{N_2} + V_{H_2O} c_{H_2O} - V_0 c_B, \quad \frac{\text{ккал}}{\text{кг}^\circ\text{C}}, \quad (VII-8)$$

$$n_2 = V_0 c_B RO_2^{макс}, \quad \frac{\% \text{ ккал}}{\text{кг}^\circ\text{C}}, \quad (VII-9)$$

$$n_3 = V_0 c_{x.в} RO_2^{макс}, \quad \frac{\% \text{ ккал}}{\text{кг}^\circ\text{C}}, \quad (VII-10)$$

где  $V_{RO_2}$ ,  $V_{N_2}$  и  $V_{H_2O}$  — объемы сухих трехатомных газов, азота и водяных паров,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;  $V_0$  — теоретическое количество сухого воздуха, необходимое для полного сгорания топлива,  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;  $c_B$ ,  $c_{CO_2}$ ,  $c_{N_2}$  и  $c_{H_2O}$  — средние теплоемкости воздуха, углекислоты, азота и водяных паров при температуре уходящих газов,  $\text{ккал}/\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}$ ;  $Q_H^p$  — низшая теплотворная способность рабочего топлива,  $\text{ккал}/\text{кг}$ .

Потери тепла с химическим недожогом

$$q_3 = a (\alpha - p) Q_{пр.г} (1 + 0,006W^n) (100 - q_4) 10^{-3}, \% \quad (VII-11)$$

Здесь  $a$  — теоретически необходимый удельный расход воздуха,  $\text{м}^3$  на 1000 ккал тепла при полном сгорании 1 кг сухого топлива (для антрацитов и мазута  $a = 1,10$ , для природного газа  $a = 1,11$ );  $Q_{пр.г}$  — теплота сухих продуктов горения

$$Q_{пр.г} = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,55CH_4, \text{ ккал}/\text{м}^3, \quad (VII-12)$$

где  $CO$ ,  $H_2$  и  $CH_4$  выражены в процентах. Приведенная влажность топлива ( $W^p$  — рабочая влажность, %):

$$W^p = \frac{W^p 10^3}{Q_H^p}, \quad \frac{\text{кг}\% 10^3}{\text{ккал}}. \quad (VII-13)$$

Потери тепла с механическим недожогом

$$q_4 = \left[ a_{шл} \frac{\Gamma_{шл}}{100 - \Gamma_{шл}} + a_{ун} \frac{\Gamma_{ун}}{100 - \Gamma_{ун}} + a_{пр} \frac{\Gamma_{пр}}{100 - \Gamma_{пр}} \right] \frac{7830 \cdot A^p}{Q_H^p}, \% \quad (VII-14)$$

Здесь  $\Gamma_{\text{шл}}$ ,  $\Gamma_{\text{ун}}$  и  $\Gamma_{\text{пр}}$  — содержание горючих в шлаке, уносе и провале в %;  $A^p$  — зольность топлива на рабочую массу в %, 7830 ккал — среднее количество тепла, выделяемое при сгорании 1 кг горючих (в основном углерода);  $a_{\text{шл}}$ ,  $a_{\text{ун}}$  и  $a_{\text{пр}}$  — доли золы топлива в шлаке, уносе и провале. Для пылеугольных топок с сухим шлакоудалением  $a_{\text{шл}} = 0,05$ ,  $a_{\text{ун}} = 0,95$ , для топок с жидким шлакоудалением при сжигании АШ  $a_{\text{шл}} = 0,20 \div 0,15$ ;  $a_{\text{ун}} = 0,80 \div 0,85$ ;  $a_{\text{пр}} > 0$  только при слоевом сжигании.

При сжигании АШ в топках с сухим шлакоудалением потери с механическим недожогом приближенно

$$q_4 = a_{\text{ун}} \frac{7830 \cdot A^p \cdot C_{\text{r}}^y}{Q_{\text{H}}^p (100 - C_{\text{r}}^y)}, \quad \%, \quad (\text{VII-15})$$

где  $C_{\text{r}}^y$  — содержание углерода в уносе.

Потери в окружающую среду  $q_5$  и с физическим теплом шлака  $q_6$  для оптимизационных расчетов не измеряются и принимаются по результатам испытаний.

Обозначая  $Q_{\text{к}}^{\text{сн}}$  — расход тепла на СН котлоагрегата, включая продувку (Гкал/ч);  $P_{\text{к}}^{\text{сн}}$  — мощность, потребляемую агрегатами СН котлоагрегата (МВт) и  $B_{\text{к}}$  — расход натурального топлива (т/ч), получим выражения для расхода на СН:

$$q_{\text{топ}}^{\text{сн}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{сн}} 10^5}{B_{\text{к}} Q_{\text{H}}^p}, \quad \%, \quad (\text{VII-16})$$

$$q_{\text{топ}}^3 = \frac{P_{\text{к}}^{\text{сн}} q_{\text{т}}^{\text{H}} 10^4}{\eta_{\text{т.п}} B_{\text{к}} Q_{\text{H}}^p}, \quad \%. \quad (\text{VII-17})$$

Здесь  $q_{\text{т}}^{\text{H}}$  — удельный расход тепла турбинной установкой на производство электроэнергии,  $\frac{\text{ккал}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ ;  $\eta_{\text{т.п}}$  — коэффициент теплового потока в процентах, учитывающий потери тепла в паропроводах и в трубопроводах питательной воды, а также утечки через неплотности трубопроводов и арматуры; для блочных установок мощностью 150 МВт и более он принимается равным от 98,7 до 99,2%, для конденсационных электростанций с поперечными связями — от 98,5 до 99,0%, а для ТЭЦ — от 98,0 до 99,0%.

При определении к. п. д. котлоагрегата по прямому балансу теплопроизводительность котла брутто определяется по формуле (II-13). Тогда к. п. д.

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бп}} = \frac{100 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{Q_{\text{H}}^p B_{\text{к}}} 10^3, \quad \%. \quad (\text{VII-18})$$

Подставив (VII-1) в выражение (II-9) и имея в виду (II-12), получим

$$b_{\text{к}}^{\text{бп}} = 1 + \frac{d}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} \left( \frac{100 - \eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} Q_{\text{к}}^{\text{бп}} \right) = 1 + \frac{100 - \eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} +$$

$$+ Q_{\text{к}}^{\text{бп}} \frac{d}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} \left( \frac{100 - \eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} \right) = 1 + \frac{\sum q_{\text{пот}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{(\eta_{\text{к}}^{\text{бп}})^2} \times$$

$$\times \left[ -\eta_{\text{к}}^{\text{бп}} \frac{d\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} - (100 - \eta_{\text{к}}^{\text{бп}}) \frac{d\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} \right] = 1 + \frac{\sum q_{\text{пот}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} - \frac{100 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{(\eta_{\text{к}}^{\text{бп}})^2} \times$$

$$\times \frac{d\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} = 1 + \frac{\sum q_{\text{пот}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{100 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{(\eta_{\text{к}}^{\text{бп}})^2} \cdot \frac{d}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} (\sum q_{\text{пот}}). \quad (\text{VII-19})$$

Так как при сжигании твердого топлива  $q_3 = 0$ , а  $q_5$  и  $q_6$  можно считать постоянными, то

$$b_{\text{к}}^{\text{бп}} = 1 + \frac{\sum q_{\text{пот}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{100 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{(\eta_{\text{к}}^{\text{бп}})^2} \left( \frac{dq_2}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{dq_4}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} \right). \quad (\text{VII-20})$$

При сжигании природного газа  $q_4 = 0$ ;  $q_6 = 0$  и  $q_5 = \text{const}$ , тогда

$$b_{\text{к}}^{\text{бп}} = 1 + \frac{\sum q_{\text{пот}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{100 \cdot Q_{\text{к}}^{\text{бп}}}{(\eta_{\text{к}}^{\text{бп}})^2} \left( \frac{dq_2}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} + \frac{dq_3}{dQ_{\text{к}}^{\text{бп}}} \right). \quad (\text{VII-21})$$

Таким образом, для определения экономических характеристик котлоагрегатов нужно иметь следующую информацию:

а) независимо от метода расчета: теплотворную способность  $Q_{\text{H}}^p$  и зольность  $A^p$  топлива; расходы тепла и электроэнергии на собственные нужды;

б) при расчете по прямому балансу: расход топлива, расход и параметры свежего пара и пара промежуточного перегрева («промперегрева»);

в) при расчете по обратному балансу: температуры уходящих газов и холодного воздуха, данные газового анализа уходящих газов (содержание  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$ , а также несгоревших компонентов природного газа), содержание горючих в легкой золе, значения производных потерь  $q_2$  и  $q_4$  или  $q_3$  по невременному аргументу (VII-20) и (VII-21).

Экономические показатели турбинных установок более удобно определять по прямому балансу. Это объясняется большей трудностью измерения всех видов потерь и сравнительной простотой определения расхода потребляемого тепла в паре и выработанной или отпущенной электрической и тепловой энергии. Расход потребляемого тепла определяется по формуле

$$Q^3 = [D_0 i_0 + D_{\text{в.п}} (i'_{\text{в.п}} - i_{\text{в.п}}) - G_{\text{п.в}} \bar{i}_{\text{п.в}}] 10^{-3} - Q_{\text{т}}^{\text{отп}} + Q_{\text{доп}}, \quad (\text{VII-22})$$

где  $D_0$ ,  $i_0$ ,  $D_{\text{в.п}}$ ,  $i'_{\text{в.п}}$  и  $i_{\text{в.п}}$  — расход и энтальпия свежего пара и пара промежуточного перегрева;  $G_{\text{п.в}}$  и  $\bar{i}_{\text{п.в}}$  — расход и энтальпия питательной воды;  $Q_{\text{т}}^{\text{отп}}$  — количество тепла, отпущенного из отборов или противодавления турбины потребителям и на СН ТЭС;  $Q_{\text{доп}}$  — количество тепла, поступившего в турбинную установку в результате увеличения расхода вторичного пара за счет впрыска, подогрева воды в питательном насосе и т. д. Для турбин Ленинградского металлургического завода типа К-300-240 можно принимать  $D_{\text{в.п}} = 12,82 + 0,78 D_0$ , для К-200-130  $D_{\text{в.п}} = 10,58 + 0,861 D_0$ .

Полезно отпущенная электроэнергия определяется по мощности, вырабатываемой генератором, за вычетом расхода мощности на собственные нужды.

Тепло, полезно отпущенное в единицу времени по каждому отбору, рассчитывается как разность тепла, отбираемого от турбины

$$Q_{от} = D_{от} i_{от} 10^{-3} - \sum Q_{возвр}, \text{ Гкал/ч,}$$

и тепла, расходуемого на собственные нужды. Здесь  $D_{от}$  и  $i_{от}$  — расход и энтальпия пара отбора, а  $\sum Q_{возвр}$  — количество тепла, поступившего в схему регенерации с возвращенным конденсатом и добавкой воды, восполняющей его потерю.

Суммарный отпуск тепла потребителям

$$Q^{отп} = Q_{п} + Q_{в} - Q_{возвр} - Q_{х.в.}$$

Здесь  $Q_{п}$  и  $Q_{в}$  — суммарное количество тепла, отпущенное в паре и воде различными источниками тепла;  $Q_{возвр}$  и  $Q_{х.в.}$  — тепло, поступившее с возвращаемым конденсатом и с холодной водой (используемой для компенсации потерь конденсата и утечек пара).

Таким образом, для определения экономических показателей турбинной установки необходимо иметь информацию о расходе, давлении и температуре свежего пара, пара промежуточного перегрева (на выходе и входе) и пара отборов, расходе и температуре питательной воды, количестве выработанной электроэнергии и расходах тепла и электроэнергии на собственные нужды.

Из приведенных данных нетрудно составить перечень информации, необходимой для определения экономических показателей блока в целом.

### § VII-3. Краткие сведения о специальных типах датчиков

Большая часть информации, необходимой для расчета экономических показателей оборудования ТЭС в темпе производства, может быть получена от широко применяющихся обычных датчиков температуры, давления и расхода воды, пара и газа, а также от кислородомеров и датчиков электрической мощности.

Здесь мы вкратце опишем принципы определения необходимых для экономических расчетов величин, не поддающихся измерению датчиками обычных видов.

**Определение содержания горючих в уносе  $C_r^y$ .** В настоящее время определение  $C_r^y$  производится периодически один раз в смену или в сутки в химической лаборатории методом дожигания углерода и взвешивания отобранной пробы до и после дожигания. Этот метод практически исключает возможность оперативного вмешательства в работу котлоагрегата (непосредственно по результатам анализа или с помощью тех или иных вычислительных устройств).

Методы и устройства измерения с небольшим запаздыванием текущих значений  $C_r^y$  разрабатываются в течение нескольких десятилетий. Методы определения по цвету золы, по отражению луча света

от взвешенной в потоке газов золы и ряд других не дали положительных результатов.

Наиболее перспективными оказались два направления: создание автоматически действующего и расположенного вблизи котлоагрегата устройства, основанного на методе дожигания, и использование емкостного принципа.

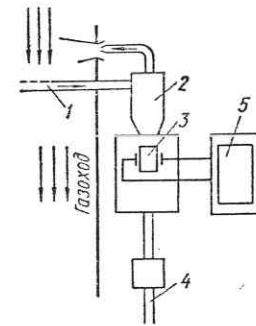
Автоматические устройства, основанные на дожигании, имеют несомненное преимущество в том, что они основаны на прямом определении зольности. Однако они весьма сложны и недостаточно надежны.

На емкостном принципе основаны некоторые косвенные методы. Экспериментально установлено, что емкость конденсатора, диэлектриком которого является зола, почти пропорциональна содержанию углерода в пробе золы. Это объясняется тем, что частицы углерода представляют собой проводники, наличие которых в диэлектрике (золе) как бы уменьшает его эффективную толщину. Примеси, содержащиеся в золе ( $SiO_2$ ,  $CaO$ ,  $MgO$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $Al_2O_3$ ), и небольшое количество металлических частиц — результат срабатывания шаров в углеразмольных мельницах — практически не отражаются на емкости пробы.

Большое влияние на емкость оказывает влажность золы, так как диэлектрическая постоянная воды ( $\epsilon = 80$ ) значительно выше, чем золы ( $\epsilon = 4 \div 4,5$ ). Поэтому отбор пробы производится из точки газохода котла, где температура газов лежит в пределах  $300-350^\circ C$ , и поступающая в измерительный объем зола имеет температуру порядка  $120-130^\circ C$ . Большое влияние на зависимость емкости от содержания углерода оказывает давление, под которым находится проба, поэтому конструкция датчика должна обеспечивать постоянство давления, независимо от количества золы и содержания углерода (оказывающего как бы смазывающее действие на стенки и снижающее коэффициент трения при подаче пробы золы шнеком).

Построенный на емкостном принципе датчик (рис. VII. 1) состоит из заборного устройства (1), циклона (2), измерительного конденсатора (3), имеющего вид стеклянной трубки с электродами, устройства золоудаления (4) и измерительного прибора (5), представляющего собой схему измерения малой емкости от единиц до 40 пикофарад. Время запаздывания показаний составляет 5—15 мин. Промышленные испытания опытных образцов датчика показали, что он обладает значительной погрешностью но может использоваться в качестве индикатора при оптимизации процесса сжигания топлива по направлению изменения содержания углерода в золе с изменением расхода воздуха.

В Карагандаэнерго разработан датчик, основанный на дифференциально-термическом методе определения содержания  $C_r^y$ . Навеска анализируемой пробы массой 0,5 г подается с помощью дозатора на кварцевый лоток длиной около 300 мм, совершающий возвратно-посту-



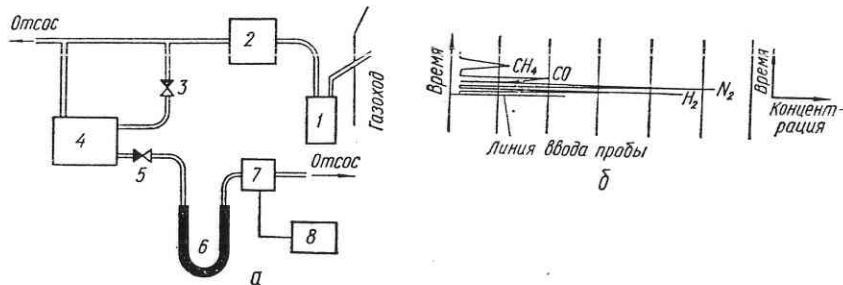
VII.1. Структурная схема емкостного датчика содержания горючих в летучей золе.



пательное движение. Проба вытягивается в тонкую вибрирующую струйку и перемещается в зону горения с температурой порядка  $800^{\circ}\text{C}$ . В течение единиц минут проба проходит через печь. При начальном содержании углерода 1,5—34% после выжигания остается не более 0,4%.

Разность термо-э. д. с. двух батарей термопар дает возможность определить дополнительное тепло  $\Delta Q$ , выделившееся при экспресс-выжигании углерода. Электрический сигнал, пропорциональный  $\Delta Q$ , поступает на электрический счетчик постоянного тока или на самописец, при этом площадь термограммы пропорциональна  $\int \Delta Q dt$ .

Влажность пробы до 3% не влияет на точность измерения.



VII.2. Структурная схема хроматографа (а) и пример диаграммы (б).

**Определение химического недожога.** При сжигании твердого топлива недожог, как мы видели выше, практически отсутствует. Многочисленные варианты приборов для определения содержания  $\text{CO}$  в уходящих газах, как правило, не эксплуатируются.

Однако при сжигании природного газа, представляющего собой многокомпонентную смесь, измерение химического недожога является задачей, значение которой возрастает с увеличением доли природного газа в топливном балансе страны.

Для анализа уходящих газов, также представляющих собой при сжигании природного газа многокомпонентную смесь, в настоящее время применяются *хроматографы*.

Хроматографический газоанализатор предназначен для постоянного контроля горения путем определения содержания окиси углерода  $\text{CO}$ , водорода  $\text{H}_2$ , суммарной концентрации азота с кислородом  $\text{N}_2 + \text{O}_2$  и метана  $\text{CH}_4$  в уходящих газах.

Упрощенная газовая схема хроматографического газоанализатора показана на рис. VII. 2. Отбираемые из котла газы проходят через холодильник 1 и очиститель 2, в котором поглощается влага и содержащиеся в газе двуокиси углерода и серы ( $\text{CO}_2$  и  $\text{SO}_2$ ). Далее очищенный газ через обратный клапан 3 поступает в дозатор 4, где формируется проба газа определенного объема. Из дозатора через обратный клапан 5 проба проталкивается в разделительную колонку 6, наполненную активным сорбирующим веществом. Так как компоненты анализируемой смеси поглощаются с неодинаковой интенсивностью, то они выйдут из колонки 6 в разное время в следующей последовательности:  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ .

Компоненты разделенной смеси подаются на детектор 7, представляющий собой камеру с платиновой нитью, по которой пропускается электрический ток.

Используется два основных принципа работы детектора:

1) основанный на изменении температуры, а следовательно, и сопротивления платиновой нити в зависимости от теплопроводности газа, находящегося в камере, при начальной температуре  $100\text{--}200^{\circ}\text{C}$ ;

2) термохимический, основанный на изменении температуры и сопротивления нити в зависимости от количества тепла, выделенного газом, находящимся в камере, при каталитическом горении, причем платиновая нить должна быть разогрета до температуры  $600\text{--}750^{\circ}\text{C}$ , обеспечивающей зажигание детектируемых газов.

Таким образом, сопротивление нити зависит от вида и концентрации газов в смеси.

Преобразователь-регистратор 8 представляет собой неуравновешенный мост, в плечи которого включены два детектора. Для повышения точности измерения через один детектор пропускается чистый газ-носитель (воздух), а через второй — газ-носитель с компонентом анализируемой смеси.

В диагональ моста включается автоматический потенциометр, записывающий изменения напряжения на диагонали моста, пропорциональные концентрации компонента газовой смеси, в виде кривой линии с пиками (хроматограммы). По высоте пиков можно судить о концентрации компонентов в газовой смеси (рис. VII.2, б). Потери тепла с химическим недожогом определяются по хроматограмме так:

$$q_3 = \left[ 30,18\text{CO} + 72,79\text{H}_2 + 85,55\text{CH}_4 + \sum (C_m\text{H}_n) \frac{Q_y}{100} \right] \frac{V_{c.g.}}{Q_H^p} 100\% \quad (\text{VII-23})$$

Здесь  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $C_m\text{H}_n$  — объемная концентрация продуктов неполного сгорания в уходящих газах, %;  $Q_y$  — теплота сгорания углеводородов вида  $C_m\text{H}_n$ , ккал/кг;  $V_{c.g.}$  — объем сухих газов при нормальных условиях,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

Чувствительность прибора  $0,001\text{--}0,004\%$  на 1 мм высоты пика хроматограммы.

**Измерение расхода твердого топлива.** Наряду с определением качественных показателей твердого топлива измерение его расхода представляет собой еще нерешенную задачу. Попытки использования для этой цели механических устройств типа «вертушек» не дали удовлетворительных результатов. Определение расхода топлива по скорости вращения питателей пыли не нашло применения, так как из-за абразивного действия пыли зазоры между подвижными и неподвижными частями увеличиваются и найденные экспериментально зависимости нарушаются.

В настоящее время наиболее перспективным является метод определения расхода пыли с помощью электростатических зондов. Зонд, представляющий собой металлический шар диаметром 6—13 мм или

цилиндр диаметром 4—5 мм и длиной 20—30 мм, хорошо изолированный от земли (сопротивление изоляции  $10^{10}$ — $10^{13}$  Ом), помещается в пылепровод. Частицы пыли при столкновениях со стенками и при размоле приобретают некоторый электрический заряд, который затем передается зонду при бомбардировке его заряженными частицами, в результате чего в измерительной цепи протекает ток, величина которого зависит от материала частиц и зонда и пропорциональна массовому расходу пыли

$$i = \frac{\rho v}{k}$$

Здесь  $k$  — постоянная зонда (порядка  $8$ — $10 \cdot 10^6$  г/см<sup>2</sup> · с · А);  $\rho$  — плотность пылевого облака  $21 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$ ;  $v$  — скорость движения аэропыли, см/с. В экспериментальной установке ток  $i$  изменяется в пределах  $0,01$ — $1$  мкА при массовом расходе  $0,008$ — $0,60$  г/см<sup>2</sup> · с. Использование формул подобия дает возможность производить перерасчет экспериментальных результатов для установок других размеров.

Точность измерения в значительной степени зависит от представительности места расположения зонда и распределения скоростей по сечению трубопровода. Предполагается, что в результате усовершенствования метода погрешность будет снижена до 2%.

#### § VII-4. Принципы построения специализированных вычислительных устройств для определения экономических показателей теплоэнергетического оборудования

Текущие значения технико-экономических показателей могут использоваться для оптимизации режима как отдельных агрегатов, так и ТЭС в целом.

В первом случае необходимо иметь данные о к. п. д. агрегата или, что более желательно, о всех видах потерь, а во втором — об относительных приростах расхода топлива. При этом предполагается оперативная оптимизация режима, т. е. определение наивыгоднейших нагрузок в каждый момент времени.

Определение экономических показателей котлоагрегата по обратному балансу. На рис. VII. 3 показана структурная схема СВУ, предназначенного для непрерывного измерения экономических показателей котлоагрегатов по обратному балансу.

Используя (VII-1) и принимая для упрощения, что теплоемкость воздуха при температурах уходящих газов и окружающей среды одинакова (при этом  $n_2 = n_3$ ), можно определить к. п. д. и ОПРТ следующим образом.

В блок вычисления  $q_2$  по (VII-6) — (VII-10) вводится сигнал от кислородомера, пропорциональный содержанию кислорода  $O_2$  в уходящих газах, и разность сигналов от термометров сопротивления, измеряющих температуру уходящих газов  $t_{yx}$  и холодного воздуха  $t_{х.в.}$ , а также значение  $q_4$ . В этот же блок с помощью задатчиков, показанных треугольниками, вводятся рассчитанные заранее коэффи-

циенты  $n_1$  и  $n_2$  и полученное по результатам анализа в лаборатории значение  $Q_H^p$ .

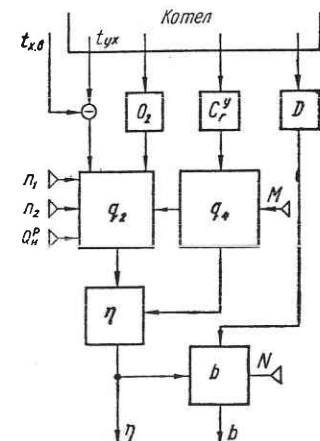
В блок вычисления  $q_4$  (VII-15) вводится сигнал, пропорциональный содержанию углерода в летучей золе  $C_r^y$ , и рассчитанная по данным химлаборатории постоянная

$$M = \frac{7830 A^p}{Q_H^p} Q_{ун.}$$

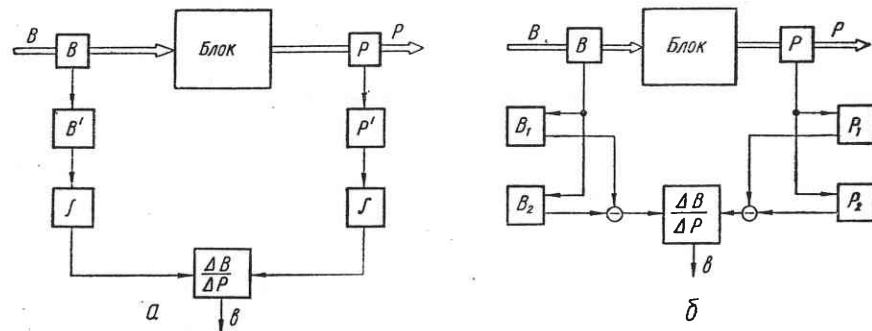
Рассчитанные значения  $q_2$  и  $q_4$ , а также введенная с помощью задатчика величина  $q_5 + q_6$  поступают в блок вычисления к. п. д. Выходной сигнал блока  $\eta$  поступает в блок вычисления ОПРТ  $b$ . Этот же сигнал может быть использован для корректировки подачи воздуха с целью оптимизации режима данного котла.

В блок  $b$  подаются сигналы, пропорциональные расходу  $D$ , давлению  $p$  и температуре  $t_{п.п}$  перегретого пара для расчета  $Q_k^{бр}$ . Сюда же вводятся рассчитанные по результатам испытаний значения производных  $dq_2/dQ_k^{бр}$  и  $dq_4/dQ_k^{бр}$  (сигнал  $N$ ). Использование этих величин вносит некоторую погрешность, которая невелика, так как третий член правой части (VII-19) мал по сравнению с двумя первыми.

Если расчет к. п. д. и ОПРТ производится на ЦВМ, то рис. VII.3 можно рассматривать как пояснение структуры алгоритма.



VII.3. Функциональная схема расчета технико-экономических показателей котлоагрегата.



VII.4. Функциональная схема СВУ для определения относительного прироста расхода топлива блока по прямому балансу: а — с интегрирующими устройствами; б — с запоминающими устройствами.

Определение экономических показателей котлоагрегата по прямому балансу. При определении ОПРТ методом прямого баланса необходимо обратить внимание на точность измерения показателей, определяющих расход энергии, т. е. расход и теплотворную способность топлива, а также энтальпию и расход пара.

На рис. VII.4 приведены два варианта структурной схемы измерения ОПРТ по прямому балансу. В первом варианте от датчиков расхода топлива  $B$  и мощности  $P$  сигналы поступают в дифференцирующие устройства, где образуются производные по времени  $B' = \frac{dB}{dt}$  и  $P' = \frac{dP}{dt}$ .

Значения производных поступают в блоки интегрирования, в которых определяются расходы топлива и электроэнергии за конечный интервал времени  $T = t_2 - t_1$ :

$$\Delta B = \int_{t_1}^{t_2} \frac{dB}{dt} dt \quad \text{и} \quad \Delta P = \int_{t_1}^{t_2} \frac{dP}{dt} dt.$$

Отношение этих приращений дает ОПРТ  $b$ .

Чтобы избежать погрешностей, связанных с дифференцированием и интегрированием, особенно значительных при медленно изменяющихся или практически постоянных переменных, может быть применен второй вариант схемы, в котором сигналы от датчиков расхода топлива  $B$  и мощности  $P$  через определенные промежутки времени поступают в устройство памяти. Сигналы  $B_1$  и  $P_1$  соответствуют моменту  $t_1$ , сигналы  $B_2$  и  $P_2$  — моменту  $t_2$ . Длительности измерения в обоих случаях одинаковы. После второго измерения производится вычитание, и приращения  $\Delta B = B_2 - B_1$  и  $\Delta P = P_2 - P_1$  направляются в устройство деления, выдающее ОПРТ  $b$ .

Вторая схема дает меньшую погрешность от влияния тепловой инерции котлоагрегатов. Общая погрешность измерения ОПРТ котлоагрегатов не превышает 4—5%.

Исходя из того, что экономические характеристики турбоагрегатов с течением времени изменяются незначительно, используется способ корректировки рассчитанных и заложенных в СВУ характеристик ОПРТ. Корректировка производится по трем основным параметрам: давлению и температуре свежего пара и давлению в конденсаторе.

Ввиду ступенчатого характера ХОП турбогенераторов в процессе ведения режима станции необходимо определять моменты перехода с одного участка характеристики на другой. Наряду с использованием сигнала датчика мощности может быть использован сигнал датчика положения перегрузочных клапанов, реагирующего на их открытие, которое является причиной перехода на следующую ступеньку характеристики ОПРТ. Этот способ удобен для распределения электрической нагрузки между теплофикационными агрегатами, у которых, как мы видели в § II-4, экономическая нагрузка, соответствующая точке излома характеристики, зависит от теплофикационной нагрузки.

#### § VII-5. Система автоматического управления режимов энергообъединения по частоте и активной мощности (САУР ЧМ)

Система САУР ЧМ разрабатывается и широко внедряется ВНИИЭ. Первые работы, начатые А. Г. Москалевым (система МФРЧ-4), в настоящее время продолжаются под руководством И. Б. Копылова.

Так как объем настоящей книги не позволяет рассмотреть системы автоматического регулирования (САР), применяемые на электростанциях и в энергосистемах и предназначенные для поддержания заданных показателей качества энергии (давление и температура пара, частота и напряжение электрической энергии и т. д.), то здесь мы коснемся только тех функций САУР ЧМ, которые связаны с оптимизацией режима.

Задачами САУР ЧМ являются:

наивыгоднейшее распределение нагрузки между электростанциями и между агрегатами при заданном составе работающего оборудования с учетом технических ограничений;

автоматическая корректировка ХОП и изменение заданных ограничений при изменении состава или состояния работающего оборудования.

В основу распределения нагрузки между агрегатами положен принцип равенства относительных приростов расхода топлива или денежных средств. При распределении нагрузки между электростанциями приближенно учитывается влияние потерь в сети.

Для ТЭС с общим паропроводом наивыгоднейшие нагрузки котлоагрегатов определяются условием равенства относительных приростов. ХОП котлоагрегатов автоматически корректируется при изменении состава работающих механизмов собственных нужд. Корректировка ХОП при изменении вида и качества топлива, состояния агрегатов и т. д. производится вручную; предусмотрена возможность использования *приростомеров*, построенных по одному из описанных выше принципов.

Распределение нагрузки между турбоагрегатами производится по зависимостям нагрузки каждого агрегата от суммарной нагрузки станции, аналогично показанным на рис. III.2 г и построенным по ХОП агрегатов. Эти зависимости автоматически корректируются при изменении вакуума и режима регенерации.

Влияние параметров свежего пара не учитывается, изменение к. п. д. в результате заноса проточной части турбины учитывается ручной корректировкой.

Значения ОПРТ станции в целом определяются автоматически по заложенным (и корректирующимся) ХОП котлов и турбин. Изменение состава работающего оборудования учитывается включением и отключением (вручную) соответствующих блоков устройств САУР ЧМ.

САУР ЧМ блочных ТЭС значительно проще, так как жесткая зависимость нагрузки котла от электрической нагрузки турбоагрегата позволяет определить по общестанционному ОПРТ наивыгоднейшую нагрузку каждого блока, безотносительно к режиму других блоков. Как известно, на ТЭС с поперечным паропроводом все агрегаты взаимосвязаны, и изменение режима одного из них может привести к необходимости изменения режимов других, что в САУР ЧМ учитывается введением соответствующих производных в критерий оптимальности.

САУР ЧМ применяется также и на ГЭС, осуществляя автоматическое определение нагрузки ГЭС в целом и каждого агрегата по

заданному значению ОПР воды. Система реализует оперативную оптимизацию режима ГЭС по результатам расчета оптимального режима (коэффициенты  $\alpha$ ), заранее выполненного на период регулирования, определяемый объемом водохранилища.

При распределении нагрузки между электростанциями предусматривается возможность ввести сигнал, пропорциональный ОПИМ  $\sigma_P$ . Величина его может быть определена предварительным расчетом на ЦВМ или на аналоговом устройстве, или в специальном блоке, моделирующем прилегающую к данной станции часть сети. Работы над автоматическим определением  $\sigma_P$  по параметрам режима действующей электрической сети (с использованием углов между векторами напряжений) пока не закончены.

### § VII-6. Основные принципы построения СВУ для экономического распределения активной нагрузки в энергосистемах

Для расчета наиболее экономичного распределения активных нагрузок между электрическими станциями, объединенными в энергетические системы, наряду с универсальными ЭЦВМ используются специализированные аналоговые и аналого-цифровые вычислительные устройства. Особенности задачи экономического распределения нагрузки являются невысокая точность исходной информации (графиков нагрузки объединения, характеристик относительных приростов расхода топлива или денежных средств станций, графиков межсистемных перетоков и потребления в нагрузочных узлах) и необходимость ежедневного расчета распределения активной нагрузки между электростанциями или энергосистемами за весьма ограниченное время, а также корректировки рассчитанных на сутки графиков при изменении исходных данных.

Кроме того, целевая функция — суммарный расход топлива или денежных средств по системе в целом — имеет в зоне минимума малую кривизну, поэтому некоторые отклонения от оптимального режима не приводят к значительному перерасходу топлива. СВУ удобны тем, что могут находиться в непосредственном ведении диспетчерской службы и располагаться вблизи дежурного диспетчера, так как при резких изменениях режима из-за аварийных отключений агрегатов или линий электропередачи необходимо оперативно рассчитывать оптимальные нагрузки станции в новых условиях.

**Возможность использования аналоговых СВУ.** Машины для расчета наиболее экономичного распределения активных нагрузок часто выполняют в соответствии со схемами электрической сети энергосистемы и параметрами электрических станций. Такие машины можно считать *специализированными* и по характеру задачи, и по заложенной в них схеме сети и параметрам станций.

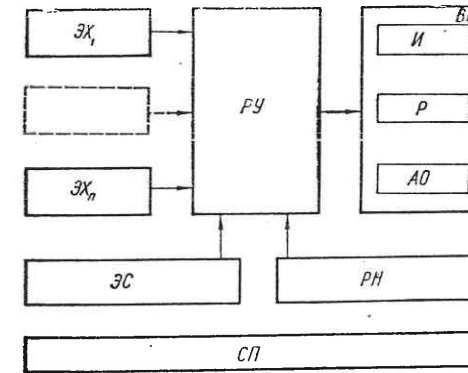
Невысокая точность исходной информации исключает необходимость точной ее обработки. Поэтому один из наиболее существенных недостатков аналоговых вычислительных машин — ограниченная по-

грешностью около 0,1—0,3% точность — при решении задачи распределения активных нагрузок практически не проявляется.

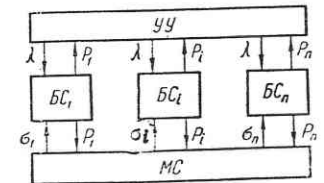
Малая кривизна целевой функции вблизи минимума дает возможность говорить не об одном оптимальном режиме, а о множестве режимов, имеющих практически одинаковую эффективность, мало отличающуюся от максимальной.

Вместе с тем аналоговые машины имеют ряд существенных преимуществ перед цифровыми — они значительно проще, дешевле, имеют, как правило, более высокое быстродействие и удобны для моделирования электрических сетей.

Адекватность аналоговой вычислительной техники за-



VII.5. Общая структурная схема СВУ.



VII.6. Схема СВУ с параллельной структурой.

даче экономически наиболее выгодного распределения нагрузки обусловила появление как в СССР, так и за рубежом специализированных устройств, близких по назначению и принципам построения.

**Общие сведения о СВУ для расчета распределения нагрузки между станциями.** В состав СВУ для расчета экономического распределения активных нагрузок входит аппаратура для ввода исходной информации, решения уравнений, определяющих оптимальный режим, и вывода результатов расчета. Обобщенная структурная схема такого СВУ показана на рис. VII.5, где  $\mathcal{E}X_1, \dots, \mathcal{E}X_n$  — устройства ввода экономических характеристик станций,  $\mathcal{E}C$  и  $PH$  — устройства ввода информации об электрической сети энергосистемы и режиме нагрузки в узлах потребления энергии,  $PY$  — устройство решения уравнений,  $VI$  — комплекс устройств вывода информации, включающий измерительные ( $I$ ), регистрирующие ( $P$ ) устройства и автоматический осциллограф ( $AO$ ),  $CP$  — система стабилизированного питания.

Как правило, в специализированных машинах оптимальный режим определяется на основе принципа равенства приведенных относительных приростов расхода топлива, воды или денежных средств. Несмотря на общность принципов построения, разрабатываемые и эксплуатирующиеся СВУ существенно различаются по структуре, по методам учета потерь в сети, способам ввода и вывода экономических характеристик, возможностями выбора неопределенных множителей Лагранжа, системам ввода и вывода информации, представлению нагрузок.

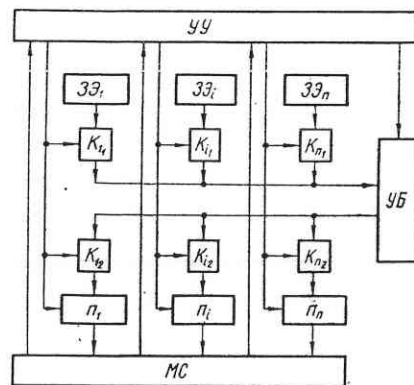
СВУ для расчета экономического распределения нагрузок можно разделить на две группы в зависимости от того, предназначены ли



они для автоматизированного выбора неопределенных множителей Лагранжа по условиям, ограничивающим среднесуточный расход энергоносителя, или могут работать только в режиме распределения суммарной нагрузки энергосистемы при заданных коэффициентах  $\alpha$ . В СВУ, предназначенных для выбора коэффициентов Лагранжа, предусматривается режим периодизации решения.

По структуре машины разделяются на параллельные и последовательные.

В машинах с параллельной структурой (рис. VII.6.) каждой электрической станции соответствует отдельный блок БС, воспроизводящий ее экономические характеристики.



VII.7. Схема СВУ с последовательной структурой.

В эти блоки вводятся сигналы от устройства управления УУ, определяющие общесистемный ОПРТ  $\lambda$ . БС вырабатывают сигналы, пропорциональные оптимальным нагрузкам станций  $P_i$  и поступающие в УУ и в модель сети МС для определения относительных приростов потерь активной мощности  $\sigma_{P_i}$ .

В машинах с последовательной структурой (рис. VII.7) имеется всего один универсальный блок УБ, поочередно воспроизводящий экономические характеристики всех станций, и ряд элементов памяти

$P_i$ , работающих в режиме слежения и хранящих информацию. В процессе решения вместо элементов памяти с помощью ключей  $K_1$  и  $K_2$  поочередно подключается универсальный блок, воспроизводящий введенные с помощью задатчиков  $ЗЭ_i$  экономические характеристики станций и обрабатывающий один шаг в направлении к состоянию равновесия, соответствующему оптимальному распределению. Для достижения установившегося состояния УБ подключается взамен каждого из элементов  $P_i$  многократно. Все операции, связанные с отключением и подключением элементов  $P_i$  и УБ, вводом информации от  $ЗЭ_i$ , обработкой очередного шага в итерационном процессе и корректировкой сигнала, хранящегося в  $P_i$ , производятся автоматически устройством управления УУ.

Машины с параллельной структурой имеют большее быстродействие и более простую организацию процесса решения. В машинах с последовательной структурой сравнительно меньше оборудования. Однако соотношение объемов оборудования далеко не равно соотношению числа блоков, так как универсальный блок сложнее, чем БС, за счет элементов внутренней памяти, хранящих информацию об экономических характеристиках всех станций. Параллельный и последовательный принципы реализуются в специализированных машинах, предназначенных для экономического распределения активных нагрузок.

Наиболее простыми устройствами вывода информации являются стрелочные измерительные приборы, показания которых используются оператором при расчетах графиков нагрузки. Отсчеты по шкале и записи результатов требуют много времени и напряженного внимания и утомляют оператора.

В более совершенных машинах используются информационные системы, обеспечивающие измерение параметров по вызову, представление их в цифровой форме с автоматическим масштабированием и автоматическую регистрацию. Для визуального наблюдения рассчитанных графиков нагрузки и контроля введенной информации машины иногда оснащаются электроннолучевыми осциллографами.

## § VII-7. Методы учета относительного прироста потерь мощности в сети

СВУ без специальных устройств для учета потерь в сети. Наиболее простые машины, предназначенные для расчета экономических режимов энергетических систем с радиальной сетью, не имеющей замкнутых контуров, иногда выполняются без модели электрической сети. Потери в линиях электропередачи учитываются корректировкой характеристик относительных приростов электростанций. Функциональная схема СВУ такого типа показана на рис. VII.8.

Сигнал задатчика нагрузки  $ЗН$  поступает на операционный усилитель<sup>1</sup>  $У_1$ , куда подается также сигнал с выхода операционного усилителя  $У_2$ , суммирующего нагрузки всех станций. На выходе  $У_1$  устанавливается напряжение, необходимое для выполнения условия (III-2). Это напряжение моделирует общесистемный ОПРТ  $\lambda$ .

В блоках БС имеются функциональные преобразователи (ФП), воспроизводящие нелинейные характеристики относительных приростов. В простейших устройствах на входы ФП поступают напряжения, пропорциональные ОПРТ, а с выходов снимаются токи, пропорциональные оптимальным нагрузкам, т. е. ФП играют роль нелинейных сопротивлений.

При параллельном включении БС они находятся под общим напряжением, пропорциональным  $\lambda$ , что удовлетворяет условию равенства ОПРТ (III-5). Суммирование выходных токов параллельно включенных БС и сравнение суммы с  $P_{зад}$  соответствуют уравнению баланса мощностей (III-2).

Принципы построения СВУ, учитывающих потери в сети. В тех случаях, когда желательно учесть влияние сети более точно, моделируют уравнение (V-5).

В уравнения  $\epsilon_i + \lambda \sigma_i = \lambda$ , получающиеся из (V-5) и определяющие относительные приросты расхода топлива для разных станций,

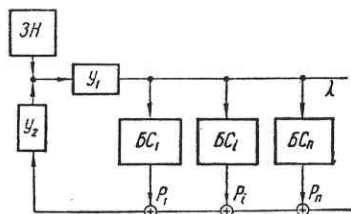
<sup>1</sup> Операционными называются усилители постоянного тока, предназначенные для использования в схемах с отрицательной обратной связью и имеющие очень высокий коэффициент усиления (при разомкнутой обратной связи). Эти усилители являются основными элементами аналоговых вычислительных устройств, выполняя операции суммирования, умножения, дифференцирования, интегрирования и пр.



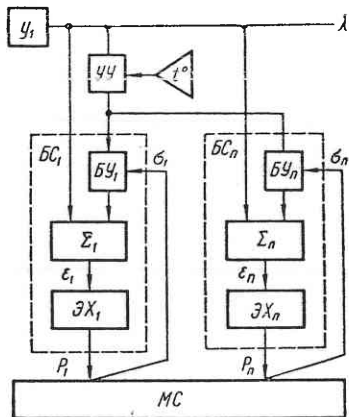
входят произведения двух переменных вида  $\lambda \sigma_{P_i}$ , где  $\lambda$  — одинаковый для всех станций ОПРТ в балансирующей точке, а  $\sigma_{P_i}$  — относительный прирост потерь активной мощности в сети для данной станции (рис. VII.9).

Сигнал, пропорциональный ОПРТ  $\lambda$ , поступает от операционного усилителя  $У_1$ , как показано на схеме (рис. VII.8).

Устройство УУ управляет всеми блоками умножения БУ, входящими в состав БС. С помощью задатчика средней температуры окружающей среды, влияющей на величину активного сопротивления участков сети, можно воздействовать на режим УУ. В блоки умножения БУ вводятся сигналы от модели сети, пропорциональные ОППМ  $\sigma_{P_i}$ . На выходе БУ формируется сигнал  $\lambda \sigma_{P_i}$ , который в блоке  $\Sigma$  вычи-



VII.8. Упрощенная структурная схема СВУ без учета потерь в сети.



VII.9. Упрощенная структурная схема СВУ с учетом потерь в сети.

тается из сигнала  $\lambda$  в соответствии с уравнением  $\epsilon_i = \lambda - \lambda \sigma_{P_i}$ . Сигнал разности  $\epsilon_i$  вводится в блок экономических характеристик  $\mathcal{E}X_i$ . Здесь вырабатывается сигнал, пропорциональный оптимальной нагрузке данной станции  $P_i$ , поступающий в модель сети  $MC$  для получения сигналов  $\sigma_{P_i}$ .

Для моделирования относительного прироста потерь в сети используются модели постоянного тока, которые чрезвычайно просты и в большинстве случаев обеспечивают достаточную точность. Ошибки при моделировании ОППМ на постоянном токе определяются в основном неоднородностью замкнутых контуров электрической сети.

Точность определения  $\sigma_{P_i}$  с помощью моделей постоянного тока достаточно высока и в тех случаях, когда линии с разной добротностью не образуют замкнутых контуров.

В зарубежных СВУ для наиболее выгодного распределения активных нагрузок с учетом потерь в сети использовались модели, основанные на формуле потерь (§ V-4), в соответствии с которой относительный прирост потерь в сети является линейной функцией нагрузок узлов. Коэффициенты этой функции необходимо пересчитывать или же иметь заранее рассчитанные с помощью ЭЦВМ наборы коэффициентов  $B$  для различных оперативных схем сети.

## § VII-8. Моделирование экономических характеристик

**Принципы построения функциональных преобразователей.** Характеристики относительных приростов расхода топлива на электростанциях  $P = P(\epsilon)$  имеют вид кривых с резкими изломами, почти вертикальными и горизонтальными участками. Вид ХОП существенно изменяется при изменении состава работающего оборудования.

Расходные характеристики  $B = B(P)$  имеют более простую форму. Это линии с относительно малой кривизной и несколькими точками излома. Крутизна их в точках излома изменяется, как правило, незначительно.

Для моделирования ХОП иногда применяются диодные ФП, которые просты, надежны и обладают высоким быстродействием. Однако их перенастройка требует много времени и затруднительна для эксплуатационного персонала.

На рис. VII.10 показан диодный ФП, позволяющий воспроизводить зависимости с постоянно возрастающими или изменяющимися знаком наклону.

Наклон воспроизводимой характеристики в координатах входного и выходного напряжений  $U_x$  и  $U_y$  определяется отношением сопротивлений на входе и в цепи обратной связи

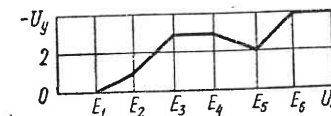
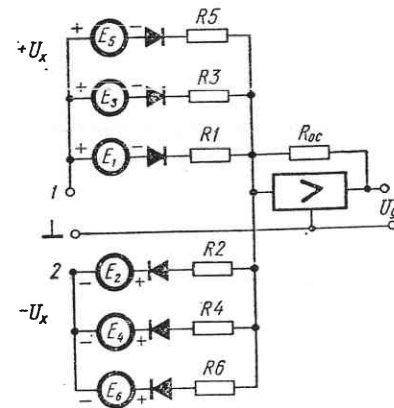
$$k = \frac{dU_y}{dU_x} = \frac{R_{o.c}}{R_{вх}} \quad (VII-24)$$

При  $0 < U_x < E_1$  ни один из диодов не пропускает ток и  $U_y = 0$ . При возрастании  $U_x$ , если  $E_1 < U_x < E_3$ , открывается диод в цепи  $R1$  и наклон характеристики  $k_1 = \frac{R_{o.c}}{R_1}$ . При  $E_3 < U_x < E_5$  открыты диоды в цепях  $R1$  и  $R3$  и  $k_{1,3} = R_{o.c} \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} \right) > k_1$ , следовательно, наклон возрастает.

Биполярная схема дает возможность воспроизводить кусочно-линейные зависимости произвольного вида. Наклон каждого участка ломаной линии определяется разностью проводимостей, присоединенных к входам (+) и (-)

$$\frac{\partial U_y}{\partial U_x} = R_{o.c} \left( \frac{1}{R(-)} - \frac{1}{R(+)} \right) \quad (VII-25)$$

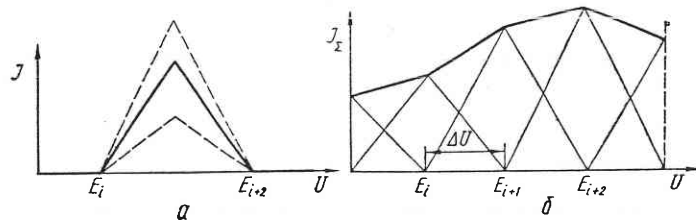
Так, например, тангенс угла наклона участка ломаной между  $E_3 - E_4$  равен разности тангенсов углов наклона участков  $E_3 - E_5$  и  $E_2 - E_4$ .



VII.10. Биполярный диодный функциональный преобразователь и вид воспроизводимой им зависимости.

Для ввода в функциональные преобразователи информации о характеристиках удельных расходов топлива используются весьма разнообразные системы. Так, в функциональных преобразователях, разработанных С. А. Гинзбургом во ВНИИЭ, ХОП задается 15 точками, расположенными с равными интервалами по оси абсцисс (рис. VII.11).

В специальных несложных блоках формируются нелинейные зависимости тока от напряжения, показанные на рис. VII.11, а. Максимальное значение тока определяется переменным сопротивлением, введенным в схему блока. Изменяя эту величину, можно получить зависимости в виде равнобедренных треугольников. Ряд блоков настраивается таким образом, чтобы треугольники были сдвинуты вдоль



VII.11. Диаграммы работы ФП, воспроизводящих огибающую группы треугольных функций.

оси абсцисс на половину основания треугольника, т. е. на  $\Delta U = \frac{E_{i+2} - E_i}{2}$ . Тогда зависимость суммарного тока  $I_{\Sigma}$  (моделирующего оптимальную нагрузку станции) от напряжения (моделирующего ОПРТ) будет представлять собой кусочно-линейную функцию, график которой проходит через вершины треугольников (рис. VII.11, б).

Такие ФП позволяют изменить вид воспроизводимых характеристик независимым изменением ординат вершин отдельных треугольников. Этот способ может использоваться для моделирования гладких характеристик. Если же характеристики имеют резкие изломы и крутые участки, то строгая фиксация абсцисс и ограниченная крутизна сторон треугольников приводят к недопустимо большим погрешностям.

В тех случаях, когда ХОП при изменении состава действующего оборудования отличаются лишь масштабом (например, при изменении числа включенных в работу блоков на ТЭС или числа гидроагрегатов на ГЭС), перестройку характеристики удобно осуществлять умножением координат на постоянные множители.

Требования к быстродействию функциональных преобразователей в значительной степени определяются структурой машины и необходимостью выбора неопределенных множителей Лагранжа  $\alpha$ , определяющих соотношения между ОПРТ на тепловых электростанциях и относительные приросты расхода воды на гидростанциях с заданным среднесуточным расходом (§ IV-2).

Выбор  $\alpha$  осуществляется при работе машины в режиме периодизации решения.

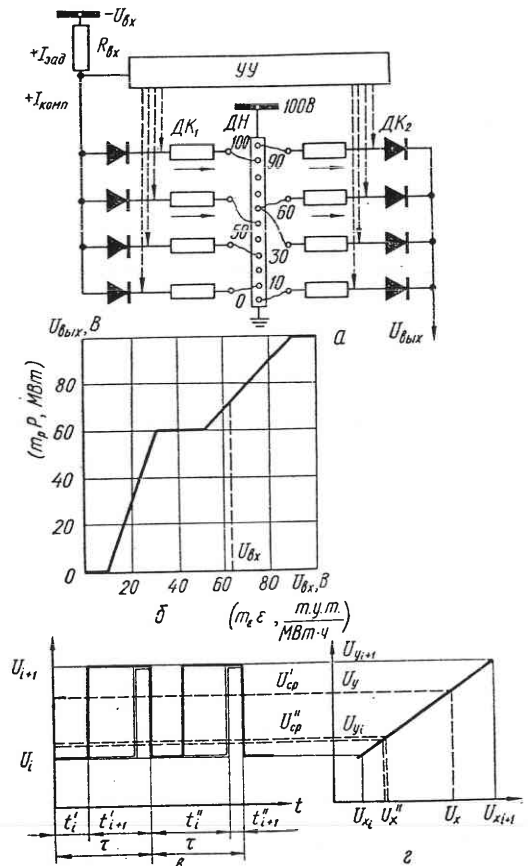
**Импульсный функциональный преобразователь (ИФП).** Быстродействующий функциональный преобразователь, допускающий быструю

перестройку воспроизводимой характеристики и построенный на импульсном принципе, разработан в Киевском институте автоматики А. В. Богословским и А. И. Закидальским и получил название *импульсного*. Он предназначен для воспроизведения ХОП и расходных характеристик, имеющих по 8 точек излома, и допускает независимую установку координат точек излома с линейной интерполяцией участков характеристик между этими точками.

Напряжение  $U_{вх}$ , являющееся аналогом аргумента функции, подается через сопротивление  $R_{вх}$  на вход устройства управления УУ, где сравнивается с компенсирующим сигналом (рис. VII.12).

В зависимости от результатов сравнения устройство управления по-разному воздействует на электронный переключатель, управляющий группой диодных ключей. Переключатель выполнен на полупроводниковых элементах и работает так, что только на одном его выходе имеется потенциал, отпирающий ключ. (Воздействие устройства управления на диодные ключи показано условно пунктирными линиями). Диодные ключи, подключенные ко всем другим выходам электронного переключателя, оказываются запертыми. Таким образом, компенсирующий ток, поступающий на вход устройства управления, определяется потенциалом, снимаемым с делителя напряжения ДН, и величиной сопротивления в цепи открытого диодного ключа.

Напряжения, подаваемые на диодные ключи, устанавливаются на ДН так, чтобы значения напряжений  $U_x$  и  $U_y$  соответствовали координатам точек излома воспроизводимой характеристики (рис. VII.12). Сопротивления систем X и Y выбираются одинаковыми. Если ток, поступающий на вход устройства управления, больше компенсирующего, то вырабатывается импульс, переводящий электронный переключатель в состояние, при котором открывается диодный ключ с



VII.12. Импульсный функциональный преобразователь:

а — схема, поясняющая принцип действия; б — пример моделируемой характеристики; в — пояснение зависимости среднего напряжения от соотношения длительной работы ключей; г — линейная интерполяция по уравнению (VII-29).

порядковым номером на единицу больше. При обратном соотношении — электронный переключатель переходит в состояние, при котором открыт ключ с порядковым номером на единицу меньше.

В случае точной компенсации соответствующий режим сохраняется до тех пор, пока не изменится входное напряжение. Если же заданный ток будет больше тока через ключ  $i$ , но меньше тока через ключ  $i + 1$  (как показано на рис. VII.12), то устройство управления периодически переводит электронный переключатель из положения  $i$  в положение  $i + 1$  и обратно.

В результате устанавливается колебательный режим, при котором попеременно открываются два ключа ДК<sub>1</sub> системы  $X$  и, синхронно с ними, два ключа ДК<sub>2</sub> системы  $Y$  (что условно показано на рис. VII.12, *a* стрелками), и среднее значение компенсирующего тока равно заданному. Среднее значение компенсирующего тока может быть определено из соотношения

$$(t_i + t_{i+1})I_{xcp} = I_{x_i}t_i + I_{x_{i+1}} \cdot t_{i+1}, \quad (VII.26)$$

где  $I_{x_i}$  — компенсирующий ток через ключ  $i$ ;  $I_{x_{i+1}}$  — компенсирующий ток через ключ  $i + 1$ ;  $t_i$  — время, в течение которого открыт ключ  $i$ ;  $t_{i+1}$  — время, в течение которого открыт ключ  $i + 1$ .

На рис. VII.12, *b* показаны зависимости выходного напряжения (и компенсирующего тока) от времени и средние значения  $U_x$  при двух соотношениях длительностей открытого состояния ключей  $i$  и  $i + 1$ .

Среднее значение тока на выходе системы  $Y$  является выходным аналоговым сигналом ИФП. Так как ключи систем  $X$  и  $Y$  управляются синхронно общим электронным переключателем, то время, в течение которого открыт ключ  $Y_i$ , равно  $t_i$ , а время, когда открыт ключ  $Y_{i+1}$ , соответственно  $t_{i+1}$ . Среднее значение тока на выходе ИФП может быть найдено из соотношения

$$I_{ycp}(t_i + t_{i+1}) = I_{y_i}t_i + I_{y_{i+1}}t_{i+1}. \quad (VII.27)$$

Здесь  $I_{ycp}$  — среднее значение тока на выходе системы  $Y$ ;  $I_{y_i}$  — ток на выходе системы  $Y$  при открытом ключе  $i$ ;  $I_{y_{i+1}}$  — ток на выходе системы  $Y$  при открытом ключе  $i + 1$ .

Исключая из (VII.26) и (VII.27)  $t_i$  и  $t_{i+1}$ , получим

$$\frac{I_{ycp} - I_{y_i}}{I_{xcp} - I_{x_i}} = \frac{I_{y_{i+1}} - I_{ycp}}{I_{x_{i+1}} - I_{xcp}}, \quad (VII.28)$$

откуда

$$I_{ycp} = \frac{I_{y_i}(I_{x_{i+1}} - I_{xcp}) + I_{y_{i+1}}(I_{xcp} - I_{x_i})}{I_{x_{i+1}} - I_{x_i}}. \quad (VII.29)$$

Это — уравнение прямой, проходящей через точки с координатами  $(x_i; y_i)$  и  $(x_{i+1}; y_{i+1})$  (рис. VII.12). Для задания с помощью ИФП характеристики, аппроксимированной ломаной линией, проходящей через точки  $(x_1; y_1)$ ,  $(x_2; y_2)$ , ...,  $(x_n; y_n)$ , на делителе напряжения должны быть установлены потенциалы, пропорциональные соответствующим координатам (рис. VII.12, *a*).

Частота переключения изменяется в пределах от 0 до нескольких кГц. Время отработки сигнала составляет единицы — десятки миллисекунд в зависимости от крутизны характеристики. Погрешность воспроизведения характеристик не превышает 1%.

### § VII-9. Структурные схемы СВУ для распределения активной нагрузки в сложных гидротепловых системах

Рассмотрим устройство и работу специализированной вычислительной машины для расчета наиболее выгодного распределения активных нагрузок между тепловыми и гидроэлектрическими станциями, работающими на общую сеть.

Приведенные ниже данные дадут возможность получить достаточно полное представление об основных блоках подобных устройств и их работе.

**Режимные основы.** Основные уравнения, определяющие наиболее выгодный режим работы энергообъединения по принципу равенства относительных приростов расхода топлива или денежных средств, могут быть записаны в виде (V-5):

$$\lambda = \frac{c_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{P_i}} = \frac{\alpha_j \omega_j}{1 - \sigma_{P_j}}, \quad (VII.30)$$

где  $i$  — номера ТЭС, а  $j$  — номера ГЭС,  $\varepsilon_i$  — ОПРТ ТЭС,  $\omega_j$  — относительные приросты расхода воды,  $c_i$  — цены топлива,  $\alpha_j$  — множители Лагранжа (§ IV-2),  $\sigma_{P_i}$ ,  $\sigma_{P_j}$  — относительные приросты потерь мощности в сети,  $\lambda$  — относительный прирост расхода денежных средств или топлива в балансирующей точке.

Кроме уравнений (VII.30), должны выполняться условия баланса активных мощностей (V-11)

$$\sum P_{св} - \sum P_i - \sum P_j + \sum P_n + \pi = 0, \quad (VII.31)$$

где  $P_{св}$  — нагрузка межсистемных связей и изопериметрические условия по расходам топлива или воды для объектов с заданным среднесуточным расходом энергоносителя (см. § IV-4):

$$\int_0^T B_i dt - B_{ср_i} T = 0, \quad \text{или} \quad \int_0^T W_j dt - W_{ср_j} T = 0, \quad (VII.32)$$

где  $B_i$  и  $W_j$  — соответственно мгновенный расход топлива и воды на электростанции;  $T$  — оптимизируемый период, принятый равным 24 часам;  $B_{ср_i}$ ,  $W_{ср_j}$  — заданный среднесуточный расход энергоносителя на электростанции  $i$  или  $j$ .

Влияние распределения реактивных нагрузок не учитывается, что не приводит к заметным погрешностям.

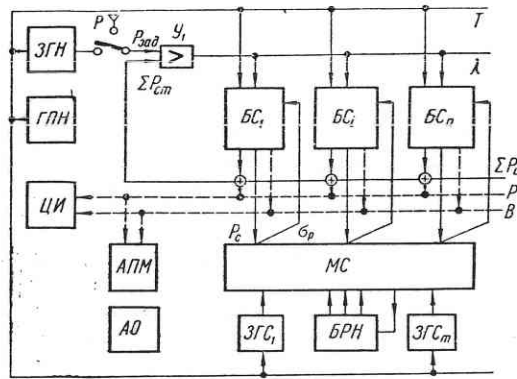
**Структурная схема.** Функциональная схема СВУ с параллельной структурой показана на рис. VII.13. Учет потерь в сети осуществляется с помощью модели постоянного тока. В машине используются импульсные функциональные преобразователи и предусмотрена возможность работы в режиме периодизации.

Упрощенная структурная схема блока тепловой электростанции показана на рис. VII.14.

Сигнал  $\lambda - \lambda \sigma_{P_i}$  образуется так же, как и в схеме рис. VII.9. Блок  $\alpha$  дает возможность вводить цену топлива или множитель Лагранжа.

На выходе его получаем  $\varepsilon = \frac{\lambda - \lambda \sigma_{P_i}}{\alpha}$ .

Управляемые сигналом  $T$  (моделирующим время) коммутаторы  $K_1$  и  $K_2$  подают сигнал  $\varepsilon$  попеременно на функциональные преобразователи, воспроизводящие ХОП  $P$  ( $\varepsilon$ ) и зависимости расхода топлива  $B$  ( $\varepsilon$ ), соответствующие дневному и ночному составам работающего оборудования (ХОП-д и ХОП-н). Коммутаторы  $K_1$  и  $K_2$  имеют общие задатчики времени переключения с дневного состава на ночной и обратно. На выходе этих ФП формируются сигналы, моделирующие наиболее выгодную нагрузку станции напряжением  $P_U$  и током  $P_I$  (через преобразователь напряжение — ток  $U/I$ ) и моделирующие ток соответ-



VII.13. Упрощенная структурная схема СВУ для распределения нагрузки в сложных гидротепловых системах.

ствующий этой нагрузке расход топлива  $B$ .

На рис. VII.13 показаны задатчики графиков нагрузки энергосистемы (ЗГН) и линий связи с соседними энергосистемами (ЗГС), на которых устанавливаются графики, заданные вышестоящим диспетчерским управлением по 25 точкам с линейной интерполяцией между ними (так как нагрузки в 0 часов планируемого и в 0 часов следующего дня могут не совпадать). Блок распределения нагрузки между узлами потребления (БРН) дает возможность задать доли общей нагрузки системы, потребляемые отдельными узлами. При этом нагрузка каждого узла задается двумя составляющими — постоянной (положительной или отрицательной) и переменной, изменяющейся пропорционально суммарной нагрузке системы.

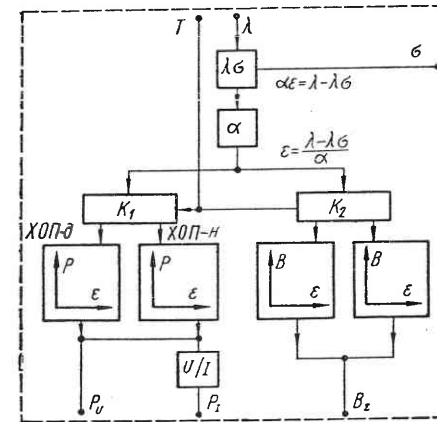
Генератор пилообразного напряжения (ГПН), моделирующего время, управляет работой блоков ЗГН и ЗГС, а также коммутаторами блоков тепловых станций БТС. Задающий сигнал на дифференциальный усилитель  $U_1$  системы слежения может поступать от ЗГН или ручного задатчика нагрузки  $P$ .

Сигналы в виде напряжений, пропорциональных оптимальным нагрузкам станций  $P_U$  и соответствующим им расходам топлива, поступают на цифровой измерительный прибор ЦИ и на автоматическую цифрорпечатающую машинку АПМ. Кроме того, сигналы  $P_U$  суммируются и образуют сигнал  $\Sigma P_{ст}$ , компенсирующий  $P_{зад}$ .

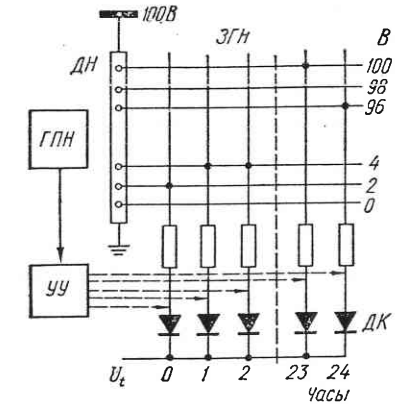
Токовые сигналы  $P_I$  поступают в выполненную на постоянном

токе модель сети МС, где образуются сигналы, моделирующие относительные приросты потерь активной мощности  $\sigma_P$ .

На рис. VII.15 поясняется действие СВУ в режиме периодизации решения. Генератор пилообразного напряжения вырабатывает сигнал, моделирующий машинное время. Сигнал подается на ИФП, воспроизводящий кусочно-линейные зависимости с 25 точками излома, соответствующими часам суток и расположенными равномерно вдоль оси машинного времени. Ординаты, определяющие нагрузки, устанавливаются при помощи задатчика, позволяющего присоединить каждый



VII.14. Упрощенная структурная схема блока тепловой электростанции.



VII.15. Упрощенная схема моделирования изменяющейся во времени нагрузки энергосистемы в режиме периодизации решения.

из 25 выводов к любой из 51 шин, связанных с делителем напряжения ДН.

На выходе блока ЗГН формируется периодический сигнал, соответствующий по величине и форме графику, набранному на задатчике.

Подобные СВУ могут использоваться службами энергообъединений для:

выбора множителей Лагранжа  $\alpha$ , определяющих степень участия станций с заданными среднесуточными расходами энергоносителя в покрытии графика нагрузки;

перспективного планирования графиков нагрузки и выработки электроэнергии на ТЭС по условию круглосуточного ведения оптимального режима;

оперативного расчета и корректировки активных нагрузок электростанций при данном составе работающего оборудования и действующей в текущий момент схеме соединений.

Ввод информации о ХОП и расходных характеристиках выполняется при помощи сменных кассет. Выбор координат узлов интерполяции, определяющих форму характеристик, осуществляется пересоединениями в сменных кассетах.



## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЦВМ

### § VIII-1. Общие замечания о методах расчета режимов энергетических систем и ТЭС с применением ЭЦВМ

В предыдущих главах рассмотрены теоретические основы расчета оптимальных режимов и способы использования аналоговых вычислительных устройств для этой цели. Основной идеей методов расчета, основанных на принципах вариационного исчисления, является приведение уравнений, определяющих оптимальный режим, к алгебраическому виду, при котором как аналитическое решение, так и моделирование уравнений не встречают принципиальных затруднений (за исключением трудностей, определяющихся нелинейностью некоторых функций).

Решение оптимизационных задач с помощью ЭЦВМ производится двумя способами. Первый из них — использование алгебраических уравнений, полученных вариационными методами, например определение нагрузок параллельно работающих агрегатов, при которых их ОПРТ равны между собой. При необходимости учета динамических характеристик агрегатов должны решаться системы дифференциальных уравнений.

Применение вариационных методов дает возможность определения уравнений, описывающих всю траекторию процесса.

Однако вариационные методы обладают целым рядом недостатков: 1) целевая функция и оптимальное управление должны быть непрерывными и дифференцируемыми;

2) применение вариационных методов дает лишь локальный экстремум;

3) при наличии ограничений в форме неравенств требуется применение искусственных приемов (например, метода штрафных функций).

Второй способ — рассмотрение различных режимов работы установки и определение оптимального режима непосредственным сравнением значений целевой функции при различных сочетаниях значений независимых переменных. В том же примере такое решение соответствует последовательному перебору возможных сочетаний нагрузок параллельно работающих агрегатов и выбору варианта, при котором суммарный расход топлива минимален.

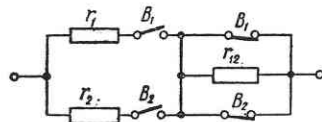
Целесообразность применения ЭЦВМ при первом способе определяется возможностью быстрого решения сложных систем нелинейных алгебраических уравнений, при втором — возможностью проведения организованного перебора вариантов, т. е. отказа от сравнения всех возможных сочетаний значений независимых переменных.

Как правило, в обоих случаях задачи решаются итеративными методами, т. е. методами последовательного приближения, основанными

Информация о состоянии электрической сети системы вводится с помощью индивидуализированной для каждой энергосистемы мнемонической схемы и модели, собранной в соответствии с этой схемой. Сопротивления модели соответствуют активным сопротивлениям участков электрической сети, приведенным к базисному напряжению.

При отключении какой-либо линии электропередачи достаточно выполнить соответствующие переключения на мнемосхеме.

Если отдельные внутренние связи в системе образованы параллельными линиями разных напряжений, отличающимися добротностью  $\frac{x}{p}$ , то они замещаются на модели схемой, показанной на рис. VII.16. Величины сопротивлений выбираются так, чтобы эквивалентные сопротивления были пропорциональны активным сопротивлениям линий электропередачи во всех режимах.



VII.16. Схема моделирования двух параллельных линий различной добротности.

На рис. VII.13 показано, что блоки ВУ образуют следящую систему, главный контур которой состоит из блока задания суммарной нагрузки ЗГН, усилителя  $У_1$  и станционных блоков БС. Этот контур обеспечивает отработку станционными блоками задания, поступающего через ЗГН. Вспомогательный контур следящей системы включает

модель электрической сети, блоки задатчиков графиков связи ЗГС и блок распределения нагрузки между узлами. Вспомогательный контур обеспечивает корректировку режима по относительному приросту потерь в сети.

Установившийся режим в следящих системах ВУ наступает при выполнении условий, выраженных уравнениями (VII-30) — (VII-31). При этом все основные параметры режима — нагрузки станций, относительные приросты в сети, часовые расходы энергоносителя — соответствуют оптимальному режиму работы энергосистемы.

При изменении значения машинного времени, генерируемого ГПН, ВУ будет непрерывно оптимизировать режим в соответствии с входной информацией, заложенной в БС, ЗГН, ЗГС, БРН, и модель сети. Для определения среднесуточного значения параметра в режиме периодизации решения соответствующее ему напряжение должно быть подано на вход интегрирующего усилителя с постоянной интегрирования, равной реальному времени изменения  $T$  от 0 до 24 часов.

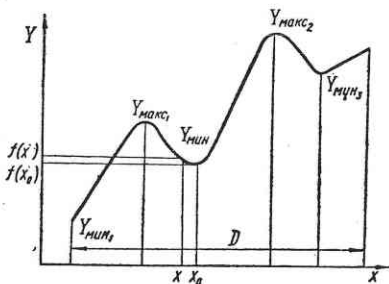
Расход энергоносителя измеряется цифровым прибором, работающим в режиме усреднения. Для выбора коэффициентов  $\alpha$  показания прибора сравниваются с заданным среднесуточным расходом. Если среднесуточное значение расхода окажется меньше заданного, необходимо уменьшить коэффициент  $\alpha$ , что приведет к увеличению ОПРТ на соответствующей станции и возрастанию нагрузки.



на идее решения последовательности уравнений, сходящихся к желаемому уравнению. Этот метод позволяет сводить задачу к виду, допускающему аналитическое решение, либо к виду, позволяющему получать удобный вычислительный алгоритм.

Для понимания излагаемого ниже материала следует напомнить о том, что такое локальный и глобальный экстремумы. (Будем говорить только о минимуме).

Функция  $f(x)$  достигает в точке  $x_0$  локального минимума, если изменение значения аргумента на сколь угодно малую величину  $\Delta x$  вызывает увеличение функции, т. е. производная  $\frac{df(x)}{dx}$  в этой точке обращается в нуль. Если в рассматриваемой области возможных значений аргумента имеется несколько локальных минимумов, то тот из них, при котором значение функции наименьшее, называется *глобальным минимумом*. Глобальный минимум всегда и локальный.



VIII.1. Локальный и глобальный экстремумы:

$Y_{мин1}$ ,  $Y_{мин2}$  — локальные минимумы;  
 $Y_{мин2}$  — одновременно и глобальный;  
 $Y_{макс1}$  — локальный максимум (он же и глобальный и наибольшее значение);  
 $Y_{мин1}$  — наименьшее значение функции в области  $D$ .

Позтому необходимо найти значения целевой функции во всех точках экстремумов и граничных точках области допустимых значений переменных и найти наибольшее или наименьшее значение ее. Если задача имеет много экстремумов (*многоэкстремальная задача*), то такой поиск может оказаться затруднительным.

Однако во многих задачах значения целевых функций в локальных экстремумах отличаются друг от друга очень мало. Поэтому иногда довольствуются нахождением одного или нескольких локальных экстремумов.

Некоторые невариационные методы (динамическое программирование, метод ветвей и границ и др.) в принципе дают глобальный оптимум. Но точное нахождение его достигается путем значительного увеличения объема вычислений. Целевые функции многих оптимизационных задач энергетики в области экстремума изменяются незначительно. В этих случаях достаточно найти близкую к экстремуму точку,

<sup>1</sup> Следует отметить, что обычно вместо термина «наибольшее (наименьшее) значение» применяют термин «глобальный максимум (минимум)».

На границах рассматриваемой области (рис. VIII.1) функция  $f(x)$  может принимать значения меньше, чем глобальный минимум, эта величина носит название *наименьшего значения функции* в области  $D$ .

Целью решения оптимизационных задач является нахождение не экстремума целевой функции, а наибольшего или наименьшего значения ее.<sup>1</sup> Глобальный экстремум может и не быть наибольшим или наименьшим значением целевой функции (как показано на рис. VIII.1).

Как было установлено ранее,

вариационные методы не дают глобального экстремума. Поэтому необходимо найти значения целевой функции во всех точках экстремумов и граничных точках области допустимых значений переменных и найти наибольшее или наименьшее значение ее. Если задача имеет много экстремумов (*многоэкстремальная задача*), то такой поиск может оказаться затруднительным.

Однако во многих задачах значения целевых функций в локальных экстремумах отличаются друг от друга очень мало. Поэтому иногда довольствуются нахождением одного или нескольких локальных экстремумов.

Некоторые невариационные методы (динамическое программирование, метод ветвей и границ и др.) в принципе дают глобальный оптимум. Но точное нахождение его достигается путем значительного увеличения объема вычислений. Целевые функции многих оптимизационных задач энергетики в области экстремума изменяются незначительно. В этих случаях достаточно найти близкую к экстремуму точку,

<sup>1</sup> Следует отметить, что обычно вместо термина «наибольшее (наименьшее) значение» применяют термин «глобальный максимум (минимум)».

т. е. попасть в область практически равноэкономичных режимов. Размеры этой области определяются предварительными исследованиями.

На выбор метода решения оптимизационных задач влияет размерность задачи, т. е. число компонентов вектора управления. При применении неклассических методов оптимизации увеличение размерности ведет к возрастанию числа перебираемых вариантов, а значит, и увеличивает объем вычислений. В случае использования вариационных методов повышение размерности ведет к возрастанию числа уравнений, что, в конечном счете, также сводится к увеличению объема вычислений.

В настоящее время разработаны методы понижения размерности в процессе решения задачи, но они еще недостаточно эффективны. Поэтому целесообразно на стадии постановки задачи отбросить все факторы, мало влияющие на целевую функцию, и этим понизить размерность задачи.

Решение задачи оптимального управления состоит в составлении алгоритма управления, при реализации которого целевая функция принимает наибольшее или наименьшее значение.

Понятие о процессе итерации. В основе решения большинства задач с помощью ЭЦВМ лежит процесс итерации, т. е. метод последовательных приближений (от произвольно выбранных значений искомым неизвестных к корням заданных уравнений, определяемым с заданной точностью).

Для решения системы уравнений итерационным методом приводим их к нормальному виду, т. е. каждое из заданных  $n$  уравнений решаем относительно одной из переменных

$$x_i = c_i + a_i x_1 + b_i x_2 + \dots + n_i x_n \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n). \quad (\text{VIII-1})$$

Здесь  $c_i$ ,  $a_i$ , ...,  $n_i$  — параметры уравнения.

Задаемся произвольными начальными значениями переменных  $x_i^0$  и по (VIII-1) вычисляем их значения  $x_i^1$  после первого шага итерации. Найденные значения  $x_i^1$  снова подставляем в уравнения (VIII-1); это является вторым шагом итерации, после которого находим  $x_i^2$ .

Если заданная система уравнений может быть решена и процесс итерации сходится, то с каждым шагом изменение искомым неизвестных будет уменьшаться и после нескольких шагов сделается меньше допустимой погрешности решения.

Рассмотрим применение итерационного процесса для решения системы уравнений. Для простоты возьмем два линейных уравнения.

Допустим, что имеется цепь постоянного тока с разветвлением. Сопrotивление общего участка  $R_3 = 0,4$  Ома, сопротивление ветвей  $R_1 = 1$  и  $R_2 = 1,5$  Ома. Требуется найти допустимые токи при условии, что потери напряжения от начала цепи до конечных точек составят  $\Delta U = 10$  В. Составляем уравнения:

$$0,4(I_1 + I_2) + I_1 = 10; \quad 0,4(I_1 + I_2) + 1,5I_2 = 10. \quad (\text{VIII-2})$$

Приводим уравнения к нормальному виду  $x = \varphi(x, y)$ :

$$I_1 = 7,14 - 0,286I_2; \quad I_2 = 5,29 - 0,211I_1. \quad (\text{VIII-3})$$

Условием сходимости итерационного процесса являются

$$\left| \frac{\partial \varphi_1}{\partial x} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial x} \right| < 1,0 \text{ и } \left| \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial y} \right| < 1,0$$

или

$$\left| \frac{\partial \varphi_1}{\partial x} + \frac{\partial \varphi_1}{\partial y} \right| < 1,0 \text{ и } \left| \frac{\partial \varphi_2}{\partial x} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial y} \right| < 1,0. \quad (\text{VIII-4})$$

В нашем случае эти условия удовлетворяются:

$$\left| \frac{\partial \varphi_1}{\partial I_1} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial I_1} \right| = |0 - 0,211| < 1,0;$$

$$\left| \frac{\partial \varphi_1}{\partial I_2} + \frac{\partial \varphi_2}{\partial I_2} \right| = |-0,286 + 0| < 1,0.$$

Задаем начальными значениями  $I_1^0 = I_2^0 = 5$  А и подставляем их в уравнения (VIII-3), находим

$$I_1^1 = 7,14 - 0,286 \cdot 5 = 5,71,$$

$$I_2^1 = 5,29 - 0,211 \cdot 5 = 4,23.$$

Подставляя найденные значения в уравнения (VIII-3) и продолжая процесс, получаем

$$I_1^2 = 5,93; \quad I_1^3 = 5,97; \quad I_1^4 = 5,99; \quad I_1^5 = 6,00.$$

$$I_2^2 = 4,09; \quad I_2^3 = 4,04; \quad I_2^4 = 4,02; \quad I_2^5 = 4,00.$$

Вариант итерационного процесса, предложенный Зейделем, заключается в том, что на каждом шаге итерации подставляются уже найденные на этом шаге значения некоторых переменных (а не значения всех переменных, полученных на предыдущем шаге). Так, в случае трех переменных  $x$ ,  $y$  и  $z$  на первом шаге для определения  $x^1$ ,  $y^1$  и  $z^1$  мы подставляем  $x^0$ ,  $y^0$  и  $z^0$ ; на втором шаге для определения  $x^2$  мы подставляем  $x^1$ ,  $y^1$  и  $z^1$ , для определения  $y^2$  подставляем уже найденные на этом шаге  $x^2$  и найденные на предыдущем шаге  $y^1$  и  $z^1$ ; для определения  $z^2$  подставляем  $x^2$ ,  $y^2$  и  $z^1$  и т. д.

В нашем примере определение  $I_1^2$  не изменяется, а  $I_2^2$  определяем так:

$$I_2^2 = 5,29 - 0,211 \cdot I_1^2 = 4,04.$$

Далее:  $I_1^3 = 5,98$ ;  $I_2^3 = 4,02$ .

Как видим, процесс сходится быстрее, что характерно для большинства (но не для всех) случаев применения метода Зейделя.

Общий вид решения по методу Зейделя

$$x_i^{(k+1)} = \beta_i + \sum_{j=1}^{i-1} \alpha_{ij} x_j^{(k+1)} + \sum_{j=i+1}^n \alpha_{ij} x_j^{(k)}, \quad (\text{VIII-5})$$

где  $\alpha$  и  $\beta$  — параметры уравнений;  $k$  — номер шага итерации;  $i, j$  — номера переменных.

Метод итерации обладает ценным свойством *самоисправляемости*. Любое ошибочное приближение можно рассматривать как новый начальный вектор (совокупность значений переменных), следовательно

но, отдельная ошибка в вычислениях не отражается на конечном результате.

Обычно вычисления заканчиваются тогда, когда разность между двумя последовательными значениями одной и той же переменной делается меньше некоторой наперед заданной величины  $\epsilon$ , т. е.  $|x_i^{(k+1)} - x_i^{(k)}| < \epsilon$ . Следует иметь в виду, что это не всегда означает получение искомого корня  $\xi$  уравнения с такой же точностью (т. е. с такой же малой погрешностью). Если производная  $\varphi'(x)$  близка к единице, то величина  $\xi - x_i^{(n)}$  может быть большой при очень малой величине  $x^{(n)} - x^{(n-1)}$ .

## § VIII-2. Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами ТЭС

Как было показано в (III-1), условием наивыгоднейшего распределения активных нагрузок между агрегатами является равенство относительных приростов расхода энергоносителя. Поэтому алгоритм распределения активной нагрузки с помощью ЭЦВМ можно построить по следующей схеме: выбор начального значения относительного прироста («нулевое приближение»), определение соответствующих ему нагрузок отдельных агрегатов и их суммы, сравнение последней с заданной нагрузкой; если сумма нагрузок агрегатов меньше заданной величины, расчет повторяется при большем значении относительного прироста и т. д. до удовлетворения неравенства

$$\left| \sum_{i=1}^n P_i - P_{\Sigma} \right| < \epsilon_p, \quad (\text{VIII-6})$$

где  $\epsilon_p$  — заданная допустимая погрешность.

Введем следующие обозначения:

$b_i$  и  $b_{\Sigma}$  — исходные значения ОПРТ  $i$ -го агрегата и станции;  $\tilde{b}_i^j$  и  $\tilde{b}_{\Sigma}^j$  — расчетные значения ОПРТ, полученные на  $j$ -ом шаге итерации;  $\tilde{P}_i^j$  и  $P_{\Sigma}$  — расчетная мощность  $i$ -го агрегата на  $j$ -ом шаге и заданная нагрузка станции.

Исходными данными являются представленные в виде таблиц характеристики относительных приростов каждого агрегата  $b_i(P_i)$  и заданная нагрузка станции  $P_{\Sigma}$ . По исходным данным необходимо определить:  $b_{i_{\min}}$  и  $b_{k_{\max}}$  — наибольшее и наименьшее значения ОПРТ для агрегатов группы (может быть и  $i = k$ ), а также

$$\sum_{i=1}^n P_{i_{\min}} = P_{\Sigma_{\min}} \text{ и } \sum_{k=1}^n P_{k_{\max}} = P_{\Sigma_{\max}}.$$

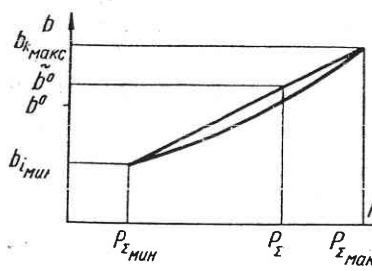
Первое значение ОПРТ можно принять равным:

$$\tilde{b}^0 = \frac{b_{i_{\min}} + b_{k_{\max}}}{2}. \quad (\text{VIII-7})$$

Однако процесс будет сходиться быстрее, если положить

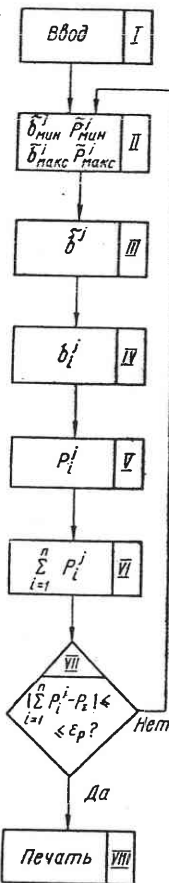
$$\tilde{b}^0 = b_{i_{\min}} + (b_{k_{\max}} - b_{i_{\min}}) \frac{P_{\Sigma} - P_{\Sigma_{\min}}}{P_{\Sigma_{\max}} - P_{\Sigma_{\min}}}, \quad (\text{VIII-8})$$

что соответствует предположению о линейности ХОП станции (рис. VIII.2). Для улучшения сходимости можно применять и другие виды интерполяции, например параболическую. Теперь нужно по ОПРТ группы найти ближайшие к нему значения ОПРТ отдельных агрегатов  $b_i^0$  по таблицам исходных ХОП, а по  $b_i^0$  определить  $P_i^0$  ( $i = 1, \dots$



VIII.2. К распределению активной нагрузки методом относительных приростов.

VIII.3. Блок-схема алгоритма распределения активной нагрузки между агрегатами методом относительных приростов.



...,  $n$ ); суммируя их, получить  $\sum_{i=1}^n P_i^0$  и сравнить ее с заданной нагрузкой станции. Если условие (VIII-6) выполняется, то задача решена, и найденные мощности агрегатов минимизируют расход топлива.

Если условие (VIII-6) не удовлетворяется, то при  $\sum_{i=1}^n P_i - P_\Sigma > 0$  выбирается ОПРТ для следующего шага итерации аналогично (VIII-8):

$$\tilde{b}^1 = b_{i_{\min}} + (\tilde{b}^0 - b_{i_{\min}}) \frac{P_\Sigma - P_{\Sigma_{\min}}}{\sum_{i=1}^n P_i^0 - P_{\Sigma_{\min}}}, \quad (\text{VIII-9})$$

а в противном случае

$$\tilde{b}^1 = b^0 + (b_{k_{\max}} - b^0) \frac{P_\Sigma - \sum_{i=1}^n P_i^0}{P_{\Sigma_{\max}} - \sum_{i=1}^n P_i^0}, \quad (\text{VIII-10})$$

находятся ближайшие по таблицам значения относительных приростов  $b_i^1$ ,  $P_i^1$ ,  $\sum_{i=1}^n P_i^1$  и проверяется условие (VIII-6). После ряда шагов итерации условие (VIII-6) выполнится и задача будет решена.

На  $j$ -ом шаге итерации выражения (VIII-9) и (VIII-10) могут быть записаны в общем виде

$$\tilde{b}^j = b_{\min}^{j-1} + (b_{\max}^{j-1} - b_{\min}^{j-1}) \frac{P_\Sigma - P_{\min}^{j-1}}{P_{\max}^{j-1} - P_{\min}^{j-1}}, \quad (\text{VIII-11})$$

где  $b_{\min}^{j-1}$  ( $b_{\max}^{j-1}$ ) и  $P_{\min}^{j-1}$  ( $P_{\max}^{j-1}$ ) — минимальное и максимальное значения ОПРТ и нагрузки, полученные на предыдущем шаге итерации.

Блок-схема алгоритма показана на рис. VIII.3. Блоки выполняются следующие операции:

I — ввод информации (ХОП агрегатов и  $P_\Sigma$ ).

II — определение  $\tilde{b}_{\min}^j$ ,  $\tilde{b}_{\max}^j$ ,  $P_{\max}^j$ ,  $P_{\min}^j$  на нулевом шаге по (VIII-8), а на последующих — по (VIII-11).

III — определение относительного прироста, подлежащего проверке по (VIII-11).

Таблица 25. Расчет оптимальных нагрузок агрегатов (итерационный процесс)

Шаг	$\tilde{b}^j$	$b^j$	$P_1^j$	$P_2^j$	$P_3^j$	$P_\Sigma^j$
—	г/кВт · ч	г/кВт · ч	МВт	МВт	МВт	МВт
0	323	322,5	123	113	172	408
1	318,5	317,5	123	100	172	395
2	320,0	320,0	123	106	172	401

IV — определение ближайших к  $\tilde{b}^j$  табличных значений относительных приростов  $b_i^j$ .

V — определение  $P_i^j$  по введенной ХОП.

VI — определение  $\sum_{i=1}^n P_i^j$ .

VII — проверка неравенства

$$\left| \sum_{i=1}^n P_i^j - P_\Sigma \right| \leq \epsilon_p.$$

VIII — выдача результатов на печать.

Пример. Найдем оптимальное распределение суммарной нагрузки между блоками ТЭС (по данным примера на с. 83), ХОП которых заданы в табл. 7.

Пусть суммарная нагрузка станции 400 МВт. Зададимся величиной, определяющей точность решения  $\epsilon_p = \pm 2,5$  МВт (0,5%  $P_{\text{уст}}$ ).

В соответствии с (VIII-8) находим нулевое приближение:

$$\tilde{b}^0 = 280 + (375 - 280) \frac{400 - 325}{500 - 325} = 323 \text{ г/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Округляем до ближайшего табличного значения:  $b^0 = 322,5$  г/кВт · ч и по табл. 7 находим соответствующие этому ОПРТ нагрузки блоков (табл. 25).

Так как  $\sum_{i=1}^3 P_i^0 = 408 > 400$ , то по (VIII-11) определим ОПРТ, со-

ответствующий шагу 1 итерации:  $\tilde{b}^1 = 318,5$  г/кВт · ч. Ход расчета видим из табл. 25. После шага 2 итерации  $401 - 400 < \epsilon_p = 2,5$  МВт, что означает окончание расчета.

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами ТЭС на основе метода динамического программирования. Динамическое программирование — это метод решения задач оптимального управления многошаговыми (многостадийными) процессами путем сведения сложной многомерной задачи к последовательности простых одномерных оптимизационных задач.

В основе метода лежит так называемый принцип оптимальности, сформулированный Р. Беллманом: «Оптимальное поведение обладает тем свойством, что, каковы бы ни были первоначальное состояние и решение в начальный момент, последующие решения должны составлять оптимальное поведение относительно состояния, получающегося в результате первого решения».

Очень важно отметить, что выбор оптимального поведения на каждой стадии решения должен производиться с учетом влияния сделанного выбора на ход процесса на последующих стадиях.

Определим прежде всего, какими чертами должны обладать те многошаговые (многостадийные) процессы, которыми занимается динамическое программирование:

1. Весь процесс может быть представлен последовательностью более простых процессов, называемых шагами или стадиями. В зависимости от типа решаемой задачи разбиение на шаги производится во времени или в пространстве. Например, при оптимальном планировании профилактического ремонта агрегата (в дальнейшем — «пример № 1») процесс можно развернуть во времени. Стадией может быть неделя, месяц, сутки и т. д. При оптимальном распределении нагрузки между агрегатами для одного момента времени («пример № 2») процесс разбивается в пространстве, и стадии процесса соответствует один агрегат.

2. Для каждой стадии процесса определяются следующие параметры, характеризующие «состояние» системы (объекта): а) вход  $x_n$ ; б) выход  $y_n$ ; в) решение, принимаемое на шаге  $d_n$ ; г) «доход» на данном шаге  $R_n$ . Слово «доход» здесь употребляется в переносном смысле, так как под «доходом» может подразумеваться убыток (с целью его минимизации) или величина совсем другой размерности (вес, время, количество энергии и вещества и т. д.).

В примере № 2 входом  $n$ -й стадии может быть нагрузка, распределяемая между группой агрегатов, включая  $n$ -й, а выходом — нагрузка для той же группы, исключая  $n$ -й агрегат. Решением на  $n$ -й стадии будет нагрузка, которую должен нести  $n$ -й агрегат. Таким образом, в данном примере:

$$y_n = x_n - d_n.$$

В общем случае  $y_n = \varphi_n(x_n, d_n)$ .

Стадия (шаг) условно изображена на рис. VIII.4. Весь процесс представляется в виде цепочки таких стадий, причем выход  $n$ -й стадии является входом  $(n - 1)$ -й, так как стадии нумеруются справа налево (рис. VIII.5) (от последней к первой).

В примере № 1 решением  $d_n$  на стадии  $n$  может быть одно из двух — производить или не производить профилактический ремонт агрегата,

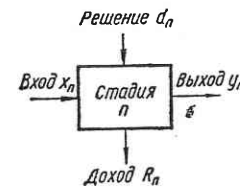
а «доходом» на стадии являются издержки, связанные с этим решением. В примере № 2 доход — расход топлива  $n$ -го агрегата, зависящий от нагрузки (решение  $d_n$ ). В общем случае «доход» на стадии  $n$ :

$$R_n = \psi_n(x_n, y_n, d_n). \quad (\text{VIII-12})$$

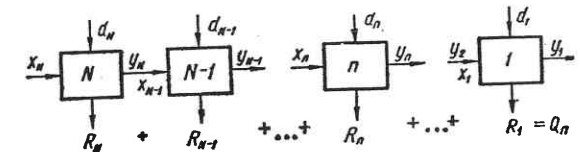
3. Значение целевой функции, по которой идет оптимизация всего процесса, должно быть равно алгебраической сумме доходов на каждой стадии. Это очень существенное требование к многостадийному процессу, которое называется аддитивностью относительно целевой функции.

Вход  $x_n$ , выход  $y_n$  и решение на стадии  $d_n$  могут быть и векторами, т. е. состоять из нескольких компонентов, а диапазон их возможных значений всегда ограничен.

Доходы на всех стадиях — скаляры — выражены в одних и тех же единицах. Начальный вход ( $x_N$ ) и конечный выход ( $y_1$ ) могут быть



VIII.4. Одна из стадий многостадийного процесса.



VIII.5. Схема многостадийного процесса.

постоянными, фиксированными внешними условиями, или переменными, в отношении которых имеется некоторая возможность выбора.

Анализ многостадийного процесса с помощью динамического программирования основан на использовании рекуррентных соотношений<sup>1</sup>:

$$Q_n(x_n, d_n) = \psi_n(x_n, d_n, y_n) + f_{n-1}(x_{n-1}), \quad (\text{VIII-13})$$

где

$$y_n = x_{n-1} = \varphi_n(x_n, d_n), \quad f_0(x_0) = 0,$$

а

$$f_n(x_n) = \max_{d_n} [Q_n(x_n, d_n)], \quad (\text{VIII-14})$$

при  $n = 1, \dots, N$  для всех допустимых значений входов  $x_n$ . В уравнениях (VIII-13) и (VIII-14)  $f_n(x_n)$  есть максимальный доход на  $n$  стадиях процесса, состоящего из стадий от 1 до  $n$ ; символ  $f_n(x_n)$  отражает тот очевидный факт, что максимум дохода процесса зависит от входа  $x_n$  процесса. Величина  $Q_n(x_n, d_n)$  есть сумма доходов на  $n$  стадиях от 1 до  $n$ ; она состоит из дохода на стадии  $n$  [ $\psi_n(x_n, y_n, d_n)$ ] и максимального дохода на стадиях от 1 до  $(n - 1)$ -й [ $f_{n-1}(x_{n-1})$ ].

Уравнение (VIII-13) формально выражает «принцип оптимальности» динамического программирования.

<sup>1</sup> Рекуррентная формула связывает значение  $(n + 1)$ -го члена какой-либо последовательности с некоторыми предыдущими членами:  $n, n - 1$ .

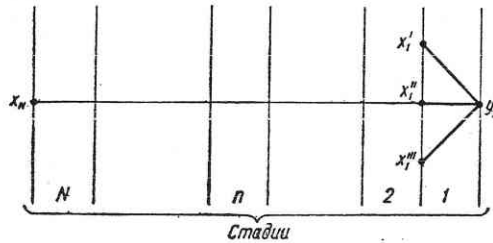
Например: общий член арифметической прогрессии  $a_{n+1} = a_n + d$ ; общий член геометрической прогрессии  $a_{n+1} = a_n \cdot q$  и т. д.



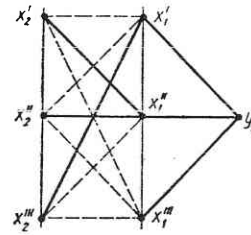
Уравнение (VIII-14) служит для определения  $f_n(x_n)$  как максимальной прибыли на стадии  $n$ . Оно выражает соответствие для каждого допустимого значения входа  $x_n$  оптимального решения на  $n$ -й стадии [ $d_n^* = d_n^*(x_n)$ ], которое максимизирует суммарный доход за  $n$  стадий.

Функциональное уравнение (VIII-13) обычно решается итерационными методами.

Идея решения заключается в следующем. Пусть начальный вход  $x_N$  и конечный выход  $y_1$  фиксированы. Решение начинаем с конца



VIII.6. Схема решения на первой стадии.



VIII.7. Схема решения на второй стадии.

процесса. Намечаем всевозможные входы 1-й стадии, как показано на рис. VIII.6, где для простоты берется только по три состояния на каждой стадии.

Переходу в  $y_1$  из любого  $x_1$  соответствует «доход»  $R_1$ , в данном случае — оптимальный, т. е. если вход  $x_1'$ , то решение только одно и оно оптимально.

Рассмотрим вторую стадию, показанную на рис. VIII.7.

Из каждого входа второй стадии  $x_2$  можно попасть на выход тремя возможными путями. (Например, для  $x_2'$  это будут:  $x_2'x_1'y_1$ ,  $x_2'x_1''y_1$ ,  $x_2'x_1'''y_1$ ). Из этих путей в соответствии с (VIII-14) нужно выбрать такой, который дает наибольший доход и определяется простым сравнением доходов. Таким образом, зная любой из входов второй стадии, можно построить оптимальную последовательность решений на двух последних стадиях. Рассматривая таким образом все стадии от конечной до начальной получим одну или более траекторий, выходящих из начального входа и приносящих максимальный «доход» (если траекторий несколько, то они, конечно, приносят одинаковый «доход»). Пример такого построения для более сложного процесса показан на рис. VIII.8.

При решении задач методом динамического программирования возможны два случая:

1) число входов стадии и соответствующих им решений конечно, как в примере № 1;

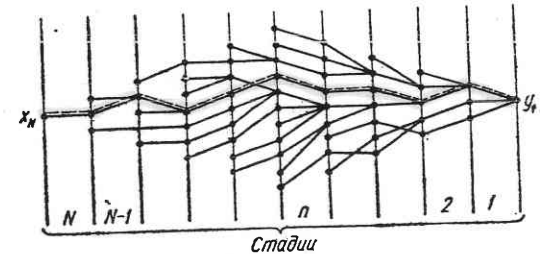
2) число входов бесконечно, как в примере № 2.

Для решения уравнения (VIII-14) итерационным методом необходимо выбрать конечное число входов, определяемое требуемой точностью решения. С увеличением числа возможных входов объем вычислений резко возрастает. Для разрешения противоречия между требованиями к точности и объемом вычислений можно применить метод измельчения сеток.

Он основан на предварительном решении задачи при небольшом числе входов и нахождении приблизительных границ, в которых проходит оптимальная траектория, с последующим уточнением решения, когда входы выбираются в определенных ранее границах так, что интервал между ними будет значительно меньше.

Преимуществом динамического программирования перед другими методами является то, что объем необходимых вычислений возрастает не экспоненциально, а приблизительно линейно с числом ступеней процесса.

Метод динамического программирования позволяет заметно сократить объем вычисления по сравнению с полным перебором. Например, если процесс разбить на  $N$  стадий, на каждой из которых допускается  $k$  состояний, то при прямом переборе вариантов необходимо рассмотреть  $k^N$  вариантов решений. В случае применения динамического программирования нужно рассмотреть всего  $N \cdot k$  вариантов, и объем вычислений сокращается в  $k^{N-1}$ :



VIII.8. Построение оптимальной траектории (отмечена штриховой линией).

: $N$  раз. Для того чтобы получить представление о порядке величин, положим  $N = 12$ ,  $k = 4$ . Тогда объем вычислений сокращается в  $4^{11} : 12 \approx 3,5 \cdot 10^5$  раз.

При наличии ограничений, исключающих возможность применения некоторых вариантов, это соотношение может измениться.

Метод дает глобальное решение. Основным сдерживающим фактором для его применения является резкое возрастание необходимой вычислительной работы при увеличении размерности задачи, т. е. при увеличении числа независимых переменных.

Требования большинства практических задач с числом компонентов, большим двух, а иногда и трех, превышают вычислительные возможности современных вычислительных машин.

В силу универсальности и удобства расчетов на ЭЦВМ метод динамического программирования находит все более широкое применение в управлении производством.

В качестве примеров применения метода динамического программирования при управлении процессами на электростанции следует назвать такие задачи, как распределение активной нагрузки между блоками при наличии одного или двух видов топлива, определение оптимальных сроков проведения профилактических ремонтов оборудования и т. д.

Покажем применение принципа оптимальности Беллмана к задаче распределения активной нагрузки<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Описываемый алгоритм разработан ОЭК АН Молд. ССР под руководством докт. техн. наук В. Г. Журавлева.



Допустим, что суммарная нагрузка станции  $P_{\Sigma}$  распределена оптимально между  $n$  агрегатами. Оптимальные нагрузки их обозначим  $P_i^*$  ( $i = 1, \dots, n$ ).

Выделим группу из  $m$  агрегатов, входящих в состав  $n$  агрегатов станции. Если полная нагрузка  $P_{n\Sigma}$  распределена оптимально между всеми  $n$  агрегатами, то и некоторая нагрузка  $P_{m\Sigma}$ , представляющая собой суммарную нагрузку  $m$  агрегатов, распределена между ними оптимально. Это вытекает из принципа оптимальности Беллмана. Поэтому задачу можно решать следующим образом.

Перенумеруем произвольно агрегаты 1, ...,  $n$ . Агрегатом, эквивалентным агрегатам 1, 2, ...,  $i$ , назовем совокупность агрегатов 1, 2, ...,  $i$  и обозначим его мощность через  $P^i$ .

В дальнейшем нижними индексами будем обозначать номера единичных агрегатов, а верхними — номера эквивалентных агрегатов; тогда нагрузка  $i$ -го агрегата будет  $P_i$ , а нагрузка эквивалентного агрегата  $P^i = (P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_i)$ .

Расходной характеристикой эквивалентного агрегата, называемой далее эквивалентной характеристикой, называется зависимость расхода топлива эквивалентным агрегатом от его нагрузки при оптимальном распределении ее между всеми агрегатами, составляющими эквивалентный. Ее можно представить как сумму расходных характеристик  $i$ -го агрегата и эквивалентного ( $i - 1$ )-го агрегата

$$B^i(P^i) = \min_{P_i} \{B_i(P_i) + B^{i-1}(P^{i-1})\}, \quad (\text{VIII-15})$$

где  $P^i = P_i + P^{i-1}$ ;  $B^i$  — расходная характеристика агрегата, эквивалентного агрегатам 1, 2, ...,  $i$ .

Символ «мин» означает, что при построении  $B^i(P^i)$  осуществляется минимизация суммарного расхода топлива при каждом значении нагрузки путем оптимального распределения ее между всеми  $i$  агрегатами, т. е. путем нахождения  $P_i$ .

Из рекуррентного уравнения, задаваясь различными значениями мощности эквивалентного агрегата  $P^i$ , получим значение расхода топлива.

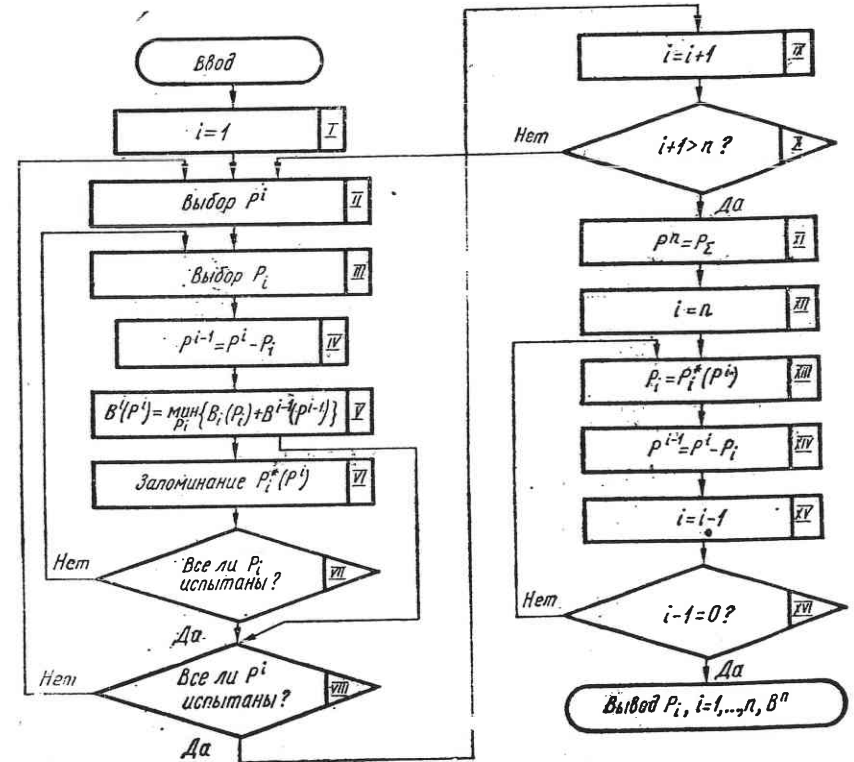
Построение эквивалентных характеристик надо начинать со случая  $i = 2$ . При всех допустимых значениях  $P^2$  простым сравнением находим и запоминаем то значение  $P_2^*$ , при котором  $B^2$  минимально. Таким образом, определяются два ряда зависимостей:

- 1)  $B^i(P^i)$  — расход топлива  $i$  агрегатами как функция их общей мощности при оптимально распределенной нагрузке;
- 2)  $P_i^*(P^i)$  — зависимость мощности  $i$ -го агрегата группы от ее общей мощности при оптимально распределенной нагрузке между агрегатами (аналогично § III-1).

Для определения нагрузки каждого агрегата нужно найти эквивалентные характеристики всей станции  $B^n(P^n)$  и  $P_n^*(P^n)$ . По заданной мощности  $P_{\Sigma}$  и по  $P_n^*(P^n)$ , положив  $P^n = P_{\Sigma}$ , находим мощность  $n$ -го агрегата и его расход топлива.

Затем по зависимости  $P_{n-1}^*(P^{n-1})$  (т. е. по зависимостям оптимальной нагрузки ( $n - 1$ )-го агрегата от суммарной нагрузки  $P^{n-1}$  группы из  $n - 1$  агрегатов), положив  $P^{n-1} = P_{\Sigma} - P_n^*$ , находим  $P_{n-1}^*$  и т. д. — до тех пор, пока не определится  $P_1^*$ .

Таким образом, в памяти машины должны храниться заданные  $n$  расходных характеристик и 2 ( $n - 1$ ) эквивалентных характеристик.



VIII.9. Блок-схема алгоритма распределения активной нагрузки методом динамического программирования.

Блок-схема алгоритма вычислений по этому методу показана на рис. VIII.9, где

I — блок начала цикла построения эквивалентной характеристики станции («прямой ход»);

II — блок выбора нагрузки эквивалентного агрегата  $P^i$ . Здесь определяются минимальная и максимальная нагрузки эквивалентного агрегата и на каждом следующем цикле определяется следующее значение  $P^i$ ;

III — блок выбора нагрузки  $i$ -го агрегата — перебор значений нагрузок  $i$ -го агрегата от  $P_{i, \min}$  до  $P_{i, \max}$ ;

IV — блок определения нагрузки ( $i - 1$ )-го эквивалентного агрегата по нагрузке  $i$ -го эквивалентного агрегата и  $i$ -го агрегата;

V — блок минимизации расхода топлива. Вычисляет расход топлива для нагрузок  $P_i$  и  $P^{i-1}$  и производит сравнение его со значением расхода топлива, полученным в предыдущем цикле. Если новое значение меньше старого, то оно запоминается (блок VI), если нет, то осуществляется переход к следующему значению  $P_i$ ;

VI — блок запоминания оптимальной нагрузки  $i$ -го агрегата  $P_i^*$  в зависимости от нагрузки  $P^i$   $i$ -го эквивалентного агрегата;

Таблица 26. Расходные характеристики блоков

Нагрузка $P$	Расход топлива		
	$B_1$	$B_2$	$B_3$
МВт	т. у. т./ч	т. у. т./ч	т. у. т./ч
140	45,1	47,2	48,4
150	48	50,2	51,5
160	51	53,3	54,6
170	54,0	56,3	57,8
180	57,0	59,4	61,0
190	60,0	62,7	64,4
200	63,3	66,4	67,7

VII — блок перехода к следующему значению нагрузки  $P_i$ . Если все значения  $P_i$  испытаны, то осуществляется переход к следующему значению нагрузки  $i$ -го эквивалентного агрегата. Если же  $P_i \leq P_{i, \max}$ , то это значение нагрузки испытывается на оптимальность (блок III);

VIII — блок перехода к следующему значению нагрузки  $P^i$ . Если все значения  $P^i$  испытаны, то осуществляется переход к следующему агрегату (построение эквивалентной характеристики  $(i+1)$ -го эквивалентного агрегата). Если же не все  $P^i$  испытаны, то для этого значения  $P^i$  определяется оптимальное значение нагрузки  $P_i$ ;

IX — блок перехода к следующему агрегату;

X — блок определения окончания построения эквивалентной характеристики станции. Если все агрегаты испытаны ( $i+1 > n$ ), то эквивалентная характеристика построена, если нет — ( $i+1 \leq n$ ), то эквивалентная характеристика дорабатывается (блок II). Блоком X оканчивается «прямой ход» динамического программирования. В памяти машины хранится следующая информация (кроме входной):

- 1) эквивалентная характеристика станции — зависимость  $B^n(P^n)$ ;
- 2)  $n-1$  зависимостей оптимальной нагрузки  $i$ -го агрегата от нагрузки  $i$ -го эквивалентного агрегата —  $P_i^*(P^i)$ .

Таблица 27. Эквивалентная характеристика двух блоков

$P^2$	$B^2$	$P_2$
МВт	т. у. т./ч	МВт
280	92,3	140
290	95,2	140
300	98,2	140 (150)
310	101,2	140 (150)
320	104,2	140 (150)
330	107,2	140 (150)
340	110,2	150
350	113,3	160
360	116,3	170
370	119,4	180
380	122,7	180
390	126,0	190
400	129,7	200

XI — блок ввода нагрузки станции  $P_\Sigma$  (нагрузка  $n$ -го эквивалентного агрегата);

XII — блок начала цикла «обратного хода» динамического программирования;

XIII — блок определения нагрузки  $i$ -го агрегата;

XIV — блок определения нагрузки  $(i-1)$ -го эквивалентного агрегата;

XV — блок перехода к следующему агрегату;

XVI — блок определения окончания «обратного хода».

Таблица 28. Выбор оптимального значения  $P_2$  при  $P^2 = 360$  МВт

$P^1$	МВт	160	170	180	190	200
$P_2$	МВт	200	190	180	170	160
$B_1$	т. у. т./ч	51,0	54,0	57,0	60,0	63,3
$B_2$	т. у. т./ч	66,4	62,7	59,4	56,3	53,3
$B^2$	т. у. т./ч	117,4	116,7	116,4	116,3	116,6

Рассмотрим числовой пример. Пусть требуется распределить нагрузку между тремя блоками мощностью по 200 МВт, расходные характеристики которых заданы в табл. 26.

Строим последовательно эквивалентную характеристику станции (прямой ход). Начинаем построение с блока № 1. Эквивалентной характеристикой его  $B^1$  будет сама расходная характеристика (колонки 1 и 2 табл. 26). Строим эквивалентную характеристику группы, состоящей из блоков № 1 и № 2, используя уравнение:

$$B^2(P^2) = \min_{P_2} \{B_2(P_2) + B^1(P^1)\}, \quad (\text{VIII-16})$$

решение которого для каждого конкретного значения  $P^2$  находим простым сравнением (табл. 27). Заметим, что  $P^2$  лежит в интервале

$$P_{\min}^1 + P_{2, \min} \leq P^2 \leq P_{\max}^1 + P_{2, \max},$$

или

$$280 \leq P^2 \leq 400.$$

Рассмотрим, например, как построена строка, в которой  $P^2 = 360$  МВт.

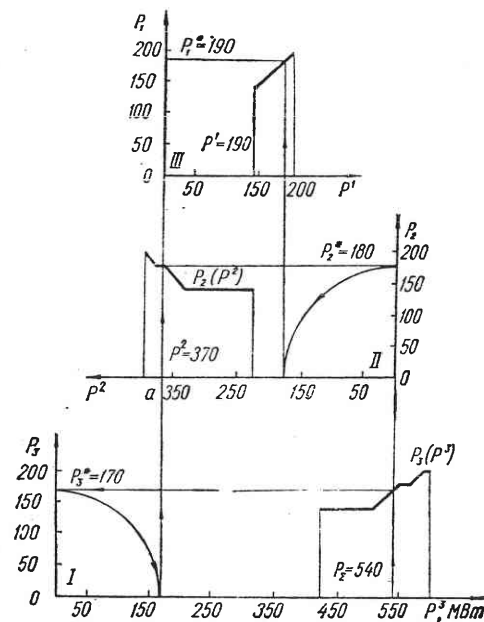
В табл. 28 в верхних двух строках записаны всевозможные сочетания нагрузок  $P^1$  и  $P_2$  таких, что  $P^1 + P_2 = 360$ . В третьей и четвертой строках записаны расходы топлива, взятые из табл. 26. В последней строке просуммированы расходы топлива двух агрегатов при

соответствующих нагрузках. Выберем ту колонку, у которой суммарный расход топлива наименьший, т. е. 116,3 т. у. т./ч. Ему соответствует  $P_2 = 170$ . Эти результаты вносим в строку табл. 27, соответствующую  $P_2 = 360$  МВт.

Прямоугольниками обведены оптимальное значение мощности блока № 2 и расход топлива эквивалентным агрегатом  $B^2$ .

Таблица 29. Эквивалентная характеристика станции

$P^3$	$B^3$	$P_2$
МВт	т. у. т./ч	МВт
420	140,7	140
430	143,6	140
440	146,6	140
450	149,6	140
460	152,6	140
470	155,6	140
480	158,6	140
490	161,7	140 (150)
500	164,7	140
510	167,8	140 (150)
520	170,9	150 (160)
530	174,0	160
540	177,2	170
550	180,4	180
560	183,7	180
570	187,0	180
580	190,4	190 (200)
590	193,7	200
600	197,4	200



VIII.10. Графическое представление процесса распределения нагрузки методом динамического программирования.

Аналогично, используя выражение

$$B^3(P^3) = \min_{P_2} \{B_3(P_2) + B^2(P^2)\},$$

получим эквивалентную характеристику станции (табл. 29)  $B^3(P^3)$ , где  $P^3$  — нагрузка станции.

По эквивалентным характеристикам очень легко распределить нагрузку между блоками (обратный ход).

Оптимальное распределение нагрузки между  $i$ -м агрегатом и эквивалентным  $(i-1)$ -м агрегатом является реализацией принципа оптимальности в смысле определения наиболее выгодного режима на  $i$ -й стадии (для  $i$ -го агрегата) с учетом влияния этого решения на последующие стадии, т. е. на режим  $(i-1)$ -го агрегата.

Например, пусть  $P_2 = 540$  МВт. По первой и третьей колонкам табл. 29 находим:  $P_3^* = 170$  МВт. Значит,  $P_2 = P^3 - P_3^* = 540 - 170 = 370$  МВт. По первой и третьей колонкам табл. 27 находим  $P_2^* = 180$  МВт. Тогда  $P_1^* = 370 - 180 = 190$  МВт. Итак, наиболее выгодные

нагрузки блоков:  $P_1 = 190$  МВт,  $P_2 = 180$  МВт,  $P_3 = 170$  МВт. С помощью табл. 26 находятся относительные приросты для наиболее выгодных нагрузок блоков, а по табл. 29 — относительный прирост станции при заданной нагрузке

$$b_1 = \frac{63,3 - 57,0}{20,0} = 0,315 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

$$b_2 = \frac{62,7 - 56,3}{20,0} = 0,32 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

$$b_3 = \frac{61 - 54,6}{20,0} = 0,32 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

$$b_c = \frac{180,4 - 170,0}{20,0} = 0,32 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расчет показывает, что равенство относительных приростов выполняется с достаточной точностью.

На рис. VIII.10 приведено графическое пояснение распределения активной нагрузки методом динамического программирования между тремя блоками.

На рисунке изображены три системы координат — I, II и III. Взаимное расположение систем координат зависит от суммарной нагрузки и нумерации агрегатов.

В системе координат I построена зависимость  $P_3(P^3)$  по табл. 29.

Если  $P_2 = 540$  МВт, то по зависимости  $P_3(P^3)$  определяем нагрузку  $P_3^* = 170$  МВт, а начало координат системы II располагаем против отметки 540 МВт на оси  $P^3$ . Это делается для того, чтобы отрезок  $O_2a$  был равен  $P_2 - P_3 = 540 - 170 = 370$  МВт. С помощью построенной в системе координат II по табл. 27 зависимости  $P_2(P^2)$  определяем  $P_2^* = 180$  МВт. Начало системы координат III располагаем против отметки 370 МВт на оси  $P^2$ . В системе координат III построена зависимость  $P_1(P^1) = P^1$ , представляющая собой прямую линию, проходящую через начало координат под углом  $45^\circ$  к осям.

Таким образом, здесь проиллюстрирован «обратный ход» динамического программирования.

### § VIII-3. Распределение активной нагрузки между энергетическими блоками при совместном сжигании двух видов топлива

Как мы видели в § III-2, задача оптимального распределения активной нагрузки между блоками при сжигании двух видов топлива требует выполнения сложных вычислений. Рассмотрим решение этой задачи для случая совместного сжигания двух видов топлива в топках одних и тех же котлов с применением ЭЦВМ на основе метода динамического программирования, дающего возможность найти глобальный минимум.

В качестве критерия может быть принят суммарный расход топлива на электростанции, работающей по заданному графику нагрузки за сутки.

Эта задача может быть сформулирована как задача распределения неоднородных ресурсов при заданных ограничениях на расход одного из них (А) и при соблюдении ряда ограничений на значения других величин. Такими ограничениями в данном случае являются общестанционный график нагрузки и пределы допустимого изменения нагрузки каждого блока, т. е.  $P_{i\text{мин}} \leq P_j \leq P_{i\text{макс}}$ .

Итак, требуется распределить нагрузку между блоками электростанции при соблюдении всех заданных ограничений таким образом, чтобы минимизировать суммарный расход нелимитируемого топлива за сутки.

Особенностью решения данной задачи является необходимость разделения ее на стадии по двум направлениям. С одной стороны, как и в предыдущем примере, стадиями будут являться агрегаты станции. С другой стороны, необходимость удовлетворения изопериметрического условия равенства суммарного расхода лимитированного топлива заданной на расчетный период времени величине требует введения временных стадий (интервалов).

Такие задачи носят название *двухмерных задач динамического программирования*. Общий ход решения таких задач заключается в следующем. Введем следующие обозначения:  $m$  — число работающих блоков;  $M$  — число интервалов, для каждого из которых необходимо распределять заданную нагрузку между  $m$  блоками;  $A_{\text{пл}}$  — общее количество лимитируемого топлива, запланированного на расчетный период;  $A_{lj}$  — количество лимитируемого топлива, назначаемое на

$j$ -й блок и  $l$ -й момент времени ( $A_{\text{пл}} = \sum_{l=1}^M \sum_{j=1}^m A_{lj}$ );  $S_{lj}$  — суммарное количество лимитируемого топлива, израсходованного  $j$ -м блоком до начала  $l$ -го временного интервала, ( $S_{lj} = \sum_{i=1}^l A_{ij}$ );  $B_l(A_{\text{пл}}, S_{l1}, S_{l2}, \dots, S_{lm})$  — суммарный расход топлива по  $l$  временным интервалам и  $m$  блокам в предположении, что выбрана оптимальная стратегия;  $A_l(A_{l1}, A_{l2}, \dots, A_{lm}, S_{l1}, S_{l2}, \dots, S_{lm})$  — расход топлива на интервале времени  $l$  для  $m$  работающих блоков.

Функциональное уравнение, описывающее оптимальный процесс распределения нагрузки (и в то же время распределение лимитируемого топлива) между блоками в каждый момент времени, имеет следующий вид:

$$B_l[A_{\text{пл}}, S_{l1}, S_{l2}, \dots, S_{lm}] = \min_{A_{lj}} [A_l(A_{l1}, A_{l2}, \dots, A_{lm}; S_{l1}, S_{l2}, \dots, S_{lm}) + B_{l-1}(A_{\text{пл}}, S_{l1} + A_{l1}, S_{l2} + A_{l2}, \dots, S_{lm} + A_{lm})], \quad (\text{VIII-17})$$

$$B_1[A_{\text{пл}}, S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1m}] = \min [A_1(A_{11}, A_{12}, \dots, A_{1m}; S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1m})],$$

где  $l = 2, 3, \dots, M; j = 1, 2, \dots, m. \quad (\text{VIII-18})$

Отсчет стадий ведется с конца:  $l = 1$  означает, что рассматривается последний временной интервал;  $l = M$  — процесс распределения во времени только начался;  $j = 1$  — на рассматриваемом временном интервале осталось назначить нагрузку одного блока;  $j = m$  — процесс распределения нагрузки между блоками на данном временном интервале только начался. Уравнение (VIII-18) описывает распределение нагрузки (и лимитируемого топлива) между блоками на фиксированной временной стадии, т. е. одностадийный процесс.

Таблица 30. Варианты распределения вырабатываемой мощности, МВт

$S_l$	$S_l^I$	$S_l^{II}$
140	40	100
	50	90
	60	80
	...	...
	100	40
150	40	110
	50	100
	60	90
	...	...
	110	40
...	...	...

Уравнение (VIII-17) описывает двухстадийный процесс, когда полное количество лимитируемого топлива  $A_{\text{пл}}$  разбивается на две части: первую, расходуемую на рассматриваемом интервале и распределяемую между всеми работающими блоками, и вторую, израсходованную на всех предыдущих временных интервалах.

Блок-схема решения задачи по (VIII-17) и (VIII-18) представлена на рис. VIII.11, где  $P_{\Sigma}(t)$  — суммарный график нагрузки;  $P_{lj}$  — нагрузка  $j$ -го агрегата в  $l$ -й интервал времени;

$A_{lj}$  — расход лимитируемого топлива на  $j$ -й агрегатной стадии в  $l$ -й интервал времени;

$B_{lj}$  — расход минимизируемого топлива на  $j$ -й агрегатной стадии за  $l$ -й интервал времени.

Рассмотрим работу основных блоков алгоритма (рис. VIII.11).

I. Выбор рабочего диапазона  $S_{l\text{мин}} - S_{l\text{макс}}$  возможного расхода лимитированного топлива всеми блоками на всех интервалах, начиная с первого и включая интервал  $l$ , с учетом расхода на предыдущих временных интервалах ( $M, M-1, \dots, l-1$ ). При  $l = M$   $S_{M\text{мин}} = S_{M\text{макс}} = A_{\text{пл}}$ .

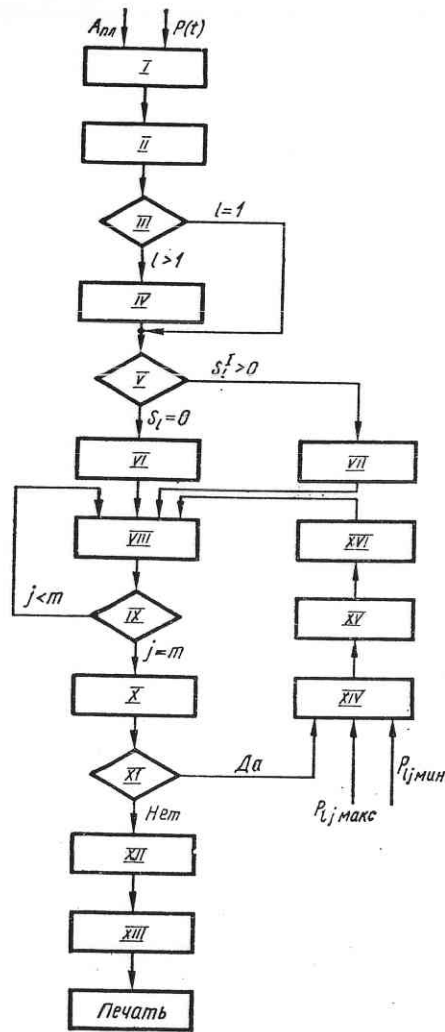
II. Составление сетки дискретных значений лимитированного топлива  $S_l$  шагом  $\Delta S$ :  $S_{l\text{мин}}, S_{l\text{мин}} + \Delta S, S_{l\text{мин}} + 2\Delta S, \dots, S_{l\text{макс}}$ .

III. Проверка, первый ли это интервал ( $l = 1$ ) или один из последующих ( $l > 1$ ).

IV. Составление сетки возможных комбинаций на интервале  $l$  значений расхода лимитируемого топлива  $S_l^I$  и суммы расходов за предыдущие интервалы времени  $S_l^{II}$ . Для этого каждое из дискретных значений  $S_l$ , определенных в пункте II, разбивается на два:

$$S_l = S_l^I + S_l^{II}.$$

Значения  $S_l^I$  и  $S_l^{II}$  запоминаются.



VIII.11. Блок-схема алгоритма распределения нагрузки между блоками методом динамического программирования при сжигании двух видов топлива.

Таблица 31. Варианты распределения различных значений суммарной нагрузки между агрегатами в различные временные интервалы

Временные интервалы	Агрегатные стадии				
	1	...	<i>j</i>	<i>m</i>	$P_{\Sigma}$
M	140	...	140	140	1000
	150	...	140	140	
	160	...	140	140	
	...	...	...	...	
	140	...	150	140	
	140	...	160	140	
	140	...	170	140	
	...	...	...	...	
	140	...	140	150	
	140	...	140	160	
140	...	140	170		
...	...	...	...		
150	...	150	140	900	
160	...	150	140		
170	...	150	140		
...	...	...	...		
M-1	140	...	140	140	1000
	...	...	...	...	
	140	...	140	140	
...	...	...	...	...	
<i>l</i>	...	...	...	...	...
1	...	...	...	...	...

Пример составления сетки дан в табл. 30, в которой приведены условные числовые значения (также, как и в двух последующих таблицах).

V. Сравнение  $S_l$  с нулем.

VI. Распределение нагрузки между агрегатными стадиями (т. е. между блоками) при сжигании одного минимизируемого топлива для каждого временного интервала.

В табл. 31 показан пример составления сетки. Для каждого временного интервала —  $M, M-1, \dots, 1$  рассматриваются возможные варианты распределения различных значений суммарных нагрузок станции. Например, 1000, 900, 800 ... МВт. Расположение строк и граф характерно для двухмерной задачи — вниз идет чередование временных интервалов, вправо — агрегатных стадий для различных значений суммарной нагрузки.

VII. Составление таблицы возможных комбинаций разбиения каждого значения  $S_l^i$  — расхода лимитируемого топлива на интервале  $l$  — между всеми агрегатами (см. табл. 32).

VIII. Расчет расхода минимизируемого топлива каждого агрегата на интервале  $l$  —  $B_{lj}$ .

IX. Сравнение номера рассматриваемого блока  $j$  с  $m$ . Если  $j < m$ , продолжаем расчет  $B_{lj}$  для интервала  $l$ ; если  $j = m$ , переходим к расчету  $B_l$  для интервала  $l+1$ .

X. Переход к  $l+1$  интервалу времени.

XI. Сравнение  $l$  с  $M$ . Выполнением условия  $l = M$  заканчивается прямой ход.

XII. Расчет оптимального значения критерия

$$B = \sum_{l=1}^M B_l, \text{ где } B_l = \sum_{j=1}^m B_{lj}.$$

XIII. Выбор путем обратного движения значений  $P_{lj}$ ,  $A_{lj}$  и  $B_{lj}$ , соответствующих минимуму расхода минимизируемого топлива.

Проверка равенства  $\sum_{l=1}^M \sum_{j=1}^m A_{lj} = A_{пл}$  не требуется, поскольку при составлении табл. 32 это условие было учтено.

XIV. Расчет возможного диапазона изменения нагрузки  $P_{lj_{мин}}$  +  $P_{lj_{макс}}$  для  $j$ -й агрегатной стадии на  $l$ -м интервале времени с учетом ограничений.

Таблица 32. Варианты распределения первой части нагрузки между агрегатами, МВт

$S_l^i$	$S_{l_1}^i$	...	$S_{l_j}^i$	$S_{l_m}^i$
40	10	...	10	10
	12	...	10	10
	10	...	12	10
	10	...	10	12
...	...	...	...	...
50	10	...	10	10
	12	...	10	10
	10	...	12	10
	10	...	10	12
...	...	...	...	...
60	...	...	...	...
...	...	...	...	...



XV. Составление сетки значений  $P_{ij}$  с шагом  $\Delta P$  в пределах диапазона, выбранного в п. XIV.

XVI. Выбор очередного значения  $P_{ij}$  из сетки.

В результате решения уравнений (VIII-17) и (VIII-18) с учетом ограничений получаем значения текущих нагрузок  $P_j$  для всех блоков ( $j = 1, \dots, m$ ) и соответствующее им распределение топлива по блокам в каждый момент времени, минимизирующее суммарный расход топлива по станции при условии полного использования лимитированного топлива.

#### § VIII-4. Оптимальное планирование профилактических ремонтов

В качестве критерия эффективности при решении задачи рационального планирования текущих ремонтов может быть принята величина суммарных затрат на эксплуатацию агрегата в течение рассматриваемого периода с учетом затрат на собственные нужды и содержание, затрат на ремонт и времени проведения предыдущего ремонта.

Алгоритм может быть построен на основе метода динамического программирования. Предварительно определяется число ремонтов и сроки их проведения в течение рассматриваемого периода. Для этого составляется функциональное уравнение для величины суммарных затрат.

Рассматриваемый период разбивается на  $N$  этапов, для каждого из которых нужно принять решение о необходимости проведения ремонта.

Введем обозначения:  $t_2$  — время прохождения агрегатом последнего ремонта;  $f_N(t_1, t_2)$  — суммарные затраты за оставшуюся часть периода, начиная с  $N$ -го этапа при оптимальной стратегии проведения ремонтов;  $O_N(t_1, t_2)$  — общие затраты на ремонт в течение  $N$ -го этапа,  $r_N(t_1, t_2)$  — общие эксплуатационные затраты за  $N$ -й этап, тогда суммарные затраты за  $N$ -й этап на агрегат, ремонт которого на этом этапе не производится, можно представить в виде:

$$f_N^{(1)}(t_1, t_2) = r_N(t_1, t_2) + a f_{N+1}^{(1)}(t_1, t_2). \quad (\text{VIII-19})$$

Здесь  $f_{N+1}^{(1)}(t_1, t_2)$  — суммарные затраты за последующие этапы, начиная с  $(N+1)$ -го, на агрегат, ремонт которого на  $N$ -м этапе не производится, при оптимальной стратегии проведения ремонтов (рис. VIII.12);  $a$  — коэффициент, меньший единицы, учитывающий целесообразность расходования средств в более отдаленные сроки (введение этого коэффициента аналогично используемому в технико-экономических расчетах приведению капитальных затрат к первому году).

Суммарные затраты, связанные с проведением ремонта на  $N$ -м этапе, запишутся в виде

$$f_N^{(2)}(t_1, t_2) = r_N(t_1, t_2) + O_N(t_1, t_2) + a N f_{N+1}^{(2)}(t_1, t_2). \quad (\text{VIII-20})$$

Здесь  $f_{N+1}^{(2)}(t_1, t_2)$  — суммарные затраты, начиная с этапа  $N+1$ , при оптимальной стратегии проведения ремонтов в оставшейся части периода на агрегат, ремонт которого на  $N$ -м этапе производился.

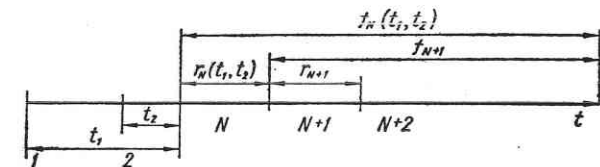
Таким образом, имеем основное рекуррентное соотношение

$$f_N(t_1, t_2) = \min \left\{ \begin{array}{l} r_N(t_1, t_2) + a f_{N+1}^{(1)}(t_1, t_2) \\ r_N(t_1, t_2) + O_N(t_1, t_2) + a N f_{N+1}^{(2)}(t_1, t_2) \end{array} \right\}. \quad (\text{VIII-21})$$

Эта запись означает, что надо определить и сопоставить затраты, соответствующие верхнему и нижнему выражениям, и выбрать наименьшую величину.

Задача состоит в получении функции  $f_1(t_2)$  — оптимальных затрат, накапливающихся, начиная с 1-го этапа рассматриваемого периода.

Рассматривая процесс от последнего этапа к первому и минимизируя на каждом этапе суммарные затраты (VIII-21), получим оптимальную стратегию проведения ремонтов, которая обеспечивает мак-



VIII.12. К определению времени проведения текущего ремонта:  
1 — начало эксплуатации агрегата; 2 — время проведения текущего ремонта.

симальную прибыль. Оперативные, более точные, сроки проведения ремонтов должны определяться на основании текущей информации при приближении ранее установленных.

В результате решения уравнения Беллмана получена величина затрат при оптимальной стратегии проведения ремонтов на рассмотренном интервале времени, а следовательно, и затраты в единицу времени  $d_{\text{опт}}$ .

В процессе эксплуатации при приближении ранее установленных сроков определяются текущие значения затрат в единицу времени  $d_{\text{тек}}$ , которые сравниваются с  $d_{\text{опт}}$ .

Если при проведении расчета  $d_{\text{тек}} - d_{\text{опт}} > \epsilon$  ( $\epsilon$  — некоторая заданная величина), то ЭЦВМ, реализующая описанный алгоритм, выдает на печать код (группу символов), указывающий на необходимость проведения очередного ремонта.

Таким способом может решаться задача о проведении профилактического ремонта любого агрегата электростанции или любого узла этого агрегата при условии, что мы располагаем текущими значениями параметров, характеризующих экономичность или надежность его работы.

В частности, на основании этого алгоритма могут быть определены сроки промывок конденсаторов турбин, чисток поверхностей нагрева и других мероприятий подобного рода. Для определения функции затрат  $r(t)$  для любого будущего момента  $t$  должна быть решена задача прогнозирования изменения состояния агрегата на основе математической модели, заложенной в ЭЦВМ. Для уточнения параметров модели можно использовать текущую информацию об исследуемом процессе, а также ввести в уравнения срок службы агрегата  $t_1$ .

## § VIII-5. Оптимизация режимов вспомогательного оборудования ТЭС

**Общие сведения.** Экономичность работы ТЭС, как и каждого ее блока, оценивается расходом тепла или денежных средств на отпущенный (а не выработанный) киловатт-час. Поэтому оптимизация режима основного оборудования ТЭС должна сопровождаться оптимизацией режима вспомогательного оборудования («собственных нужд»). Так как каждый мощный блок ТЭС оснащается двумя-тремя вспомогательными агрегатами каждого вида, то задача оптимизации режима работы вспомогательного оборудования может решаться в пределах и ТЭС, и отдельных блоков.

Режимы работы основного и вспомогательного оборудования взаимосвязаны, но для упрощения решения обычно используется принцип декомпозиции. Рассматривается задача оптимизации режима вспомогательного оборудования для всего рабочего диапазона основного. Это дает возможность построить расходные характеристики (или ХОП) нетто основного оборудования при условии, что при всех значениях нагрузки режим вспомогательного оборудования является оптимальным.

Основными видами вспомогательного оборудования, потребляющими наибольшую долю расхода электроэнергии на собственные нужды, являются мельницы, тягодутьевые устройства, питательные и циркуляционные насосы.

При использовании обычно применяющейся у нас системы пылеприготовления с промежуточным бункером пыли оптимальный режим работы мельниц сводится к поддержанию постоянства ее наиболее выгоднейшей нагрузки.

Оптимизация работы тягодутьевых машин заключается в выборе числа работающих вентиляторов для частичных нагрузок, когда это позволяет компоновка газо-воздушного тракта, и в рациональном использовании устройств регулирования режима.

Выбор состава тягодутьевых машин производится сравнением потребляемой мощности допустимых вариантов. При расчете потребляемой мощности необходимо учитывать реальное состояние хвостовых поверхностей котлоагрегата, которое подвержено значительным изменениям за относительно короткие периоды эксплуатации.

Оптимизация режима питательных насосов включает выбор состава насосов и определение их скорости вращения. Поскольку режим насосов связан с режимом основных агрегатов по напору и расходу питательной воды, его оптимизация предполагает предварительное решение таких задач:

- оптимизация давления пара перед турбиной;
- оптимизация температуры питательной воды.

Наряду с оптимизацией режима вспомогательных агрегатов производится построение расходной характеристики энергоблока нетто.

Ввиду того, что решение задачи для фиксированной мощности весьма затруднительно, она решается для ряда значений расхода пара с

последующей интерполяцией для фиксированных значений мощности турбоустановки.

Условие оптимальности давления пара является работа на скользщем давлении с полностью открытыми регулирующими клапанами.

Оптимизация температуры питательной воды производится следующим образом. Условие оптимальности имеет вид:

$$\frac{d\eta_{\text{бл}}}{dt_{\text{п.в}}} = \frac{d\eta_{\text{к}}}{dt_{\text{п.в}}} \cdot \eta_{\text{т}} + \frac{d\eta_{\text{т}}}{dt_{\text{п.в}}} \cdot \eta_{\text{к}} = 0, \quad (\text{VIII-22})$$

где  $\eta_{\text{бл}}$ ,  $\eta_{\text{к}}$ ,  $\eta_{\text{т}}$  — соответственно к. п. д. блока, котлоагрегата, турбины (нетто) и  $\eta_{\text{бл}} = \eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{т}}$ .

Для определения  $d\eta_{\text{к}}/dt_{\text{п.в}}$  производится упрощенный тепловой расчет хвостовых поверхностей котлоагрегата. Расчет  $d\eta_{\text{т}}/dt_{\text{п.в}}$  производится для фиксированного расхода пара через турбину. В результате получаем зависимость (VIII-22) в таком виде:

$$\eta_{\text{к}} \frac{(\eta_{\text{т}} - \eta_{\text{в}}) [Q^{\ominus} - 2c_{\text{в}}(t_{\text{в}} - t_{\text{п.в}})]}{[Q^{\ominus} - 2c_{\text{в}}(t_{\text{в}} - t_{\text{п.в}})]^2} - \frac{\varphi c_{\text{г}} \eta_{\text{т}} (t_{\text{в}} - t_{\text{п.в}})}{Q_{\text{р}}^{\text{п}}} = 0,$$

где  $t_{\text{в}}$  — предельная температура питательной воды верхнего регенеративного отбора;  $\eta_{\text{в}}$  — его к. п. д., отн. ед.;  $\varphi$  — отношение  $\Delta t_{\text{ух}}$  к  $\Delta t_{\text{п.в}}$ ;  $Q^{\ominus}$  — расход тепла в килокалориях на килограмм свежего пара;  $c_{\text{г}}$ ,  $c_{\text{в}}$  — средняя теплоемкость дымовых газов, питательной воды;  $Q_{\text{р}}^{\text{п}}$  — располагаемое тепло килограмма топлива.

В наибольшей степени автономную и, как правило, общестанционную систему представляют собой устройства циркуляционного водоснабжения. Поэтому вопросы оптимизации режима циркуляционной системы рассмотрим более подробно.

**Оптимизация режима циркуляционной системы при индивидуальном водоснабжении.** Основной задачей оптимизации режима циркуляционной системы является определение расхода воды через конденсатор турбоустановки, при котором разность мощности турбины и циркуляционных насосов максимальна, и выбор соответствующего угла установки лопастей насосов, которому соответствует найденный расход воды.

Таким образом, критерий оптимальности расхода

$$\Delta P = P_{\text{т}} - P_{\text{н}}, \quad (\text{VIII-23})$$

где  $P_{\text{т}}$  и  $P_{\text{н}}$  — нагрузка турбины и двигателя насоса, являющиеся функцией расхода воды  $W$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Условие оптимальности расхода охлаждающей воды

$$\frac{d\Delta P}{dW} = 0, \text{ т. е. } \frac{dP_{\text{т}}}{dW} = \frac{dP_{\text{н}}}{dW}. \quad (\text{VIII-24})$$

Зависимость изменения мощности турбины от изменения расхода воды может быть определена так:

$$\frac{dP_{\text{т}}}{dW} = \frac{dP_{\text{т}}}{dp_{\text{к}}} \cdot \frac{dp_{\text{к}}}{dt_{\text{н}}} \cdot \frac{dt_{\text{н}}}{dW}, \quad (\text{VIII-25})$$

здесь  $p_k$  — давление в конденсаторе, ат;  $t_n$  — температура насыщения, соответствующая  $p_k$ .

Производная  $dP_T/dp_k$  получается дифференцированием характеристики последней ступени турбины (кривой поправок на вакуум), а  $dp_k/dt_n$  — из термодинамических таблиц. Для получения  $dt_n/dW$  строится модель теплообмена в конденсаторе на основе зависимости

$$t_n = t'_{охл} + \Delta t + \delta t, \quad (VIII-26)$$

где  $t'_{охл}$  — температура охлаждающей воды, °C;  $\Delta t$  — нагрев ее в конденсаторе, °C;  $\delta t$  — температурный напор конденсатора, °C.

Выразим  $\Delta t$  и  $\delta t$  через  $W$  и параметры процесса теплообмена в конденсаторе

$$\Delta t = \frac{\Delta i \cdot D_k}{c \cdot W} \cdot 10^{-3}, \quad (VIII-27)$$

$$\delta t = \frac{\Delta t}{\exp\left(\frac{kF}{cW}\right) - 1}. \quad (VIII-28)$$

Здесь  $\Delta i$  — изменение теплосодержания рабочего тела при конденсации, ккал/кг;  $D_k$  — расход пара в конденсатор, т/ч;  $k$  — коэффициент теплопередачи конденсатора, ккал/м<sup>2</sup> · ч · °C;  $c$  — теплоемкость воды, ккал/кг · °C;  $F$  — поверхность теплообмена, м<sup>2</sup>.

Коэффициент теплопередачи может быть выражен через коэффициент чистоты,  $t'_{охл}$ ,  $D_k$  и  $W$  при помощи полиномов.

В рабочем диапазоне изменения  $t_n$  можно записать

$$\Delta i = A + Bt_n, \quad (VIII-29)$$

где величины  $A$  и  $B$  являются функциями  $D_k$ . Подставив выражения для  $\Delta t$ ,  $\delta t$  и  $\Delta i$  в уравнение (VIII-26) и решив его относительно  $t_n$ , получим:

$$t_n = \frac{\left[\exp\left(\frac{kF}{cW}\right) - 1\right] W \cdot t'_{охл} + AD_k \exp\left(\frac{kF}{cW}\right)}{\left[\exp\left(\frac{kF}{cW}\right) - 1\right] W - BD_k \exp\left(\frac{kF}{cW}\right)}. \quad (VIII-30)$$

Дифференцирование этого выражения дает:

$$\frac{dt_n}{dW} = \frac{(A + Bt'_{охл})(y - Wxy - y^2)}{[(y - 1)W - BD_k y]^2}, \quad (VIII-31)$$

где  $y = \exp\left(\frac{kF}{cW}\right)$ ,  $z = dy/dW$ .

Производная  $dP_H/dW$  определяется из уравнения полезной мощности насоса:

$$P_H = \frac{H \cdot W_H}{367 \cdot \eta_H} 10^{-3}, \quad (VIII-32)$$

где  $H$  — напор насоса, м вод. ст.;  $W_H$  — производительность насоса, тыс. м<sup>3</sup>/ч;  $\eta_H$  — к. п. д. насоса, отн. ед.

Составляющие уравнения (VIII-32) описываются такими зависимостями:

$$H = H_r - H_c + (\kappa_T S + \kappa_1) W_H^2, \quad (VIII-33)$$

$$W_H = (1 + r) W,$$

$$\eta_H = \kappa_2 W_H^2 + \kappa_3 W_H + \kappa_4, \quad (VIII-34)$$

где  $H_r$  — геометрический напор системы, м вод. ст.;  $H_c$  — разрежение в сливном водоводе, м вод. ст.;  $S$  — коэффициент сопротивления системы, ч<sup>2</sup> · м вод. ст./м<sup>6</sup> · 10<sup>6</sup>;  $\kappa_T$  — поправка к  $S$  на  $t'_{охл}$  (от 1,1 при 0° C до 0,95 при +35° C);  $r$  — доля воды, расходуемая прочими потребителями;  $\kappa_1$  — постоянная, зависящая от геометрических размеров всасывающего патрубка насоса и сливного водовода конденсатора, ч<sup>2</sup> · м вод. ст./м<sup>6</sup> · 10<sup>6</sup>;  $\kappa_2$ ,  $\kappa_3$ ,  $\kappa_4$  — коэффициенты полинома, аппроксимирующего огибающую семейства  $\eta_H = f(W_H, \alpha)$ , где  $\alpha$  — угол установки лопастей насоса.

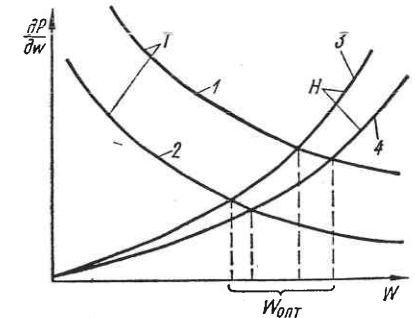
В случае оснащения турбоустановки несколькими насосами определение  $dP_H/dW$  для группы насосов связано с расчетом оптимального распределения общей производительности между ними. Эффективность распределения общей производительности между насосами незначительна даже для насосов с существенно отличающимися расходными характеристиками. Учитывая это, а также относительную сложность данной задачи, следует считать целесообразным одинаковое распределение общей производительности между включенными насосами. Исходя из этих условий, необходимо определить  $dP_H/dW$ .

Таким образом, описав зависимости  $dP_T/dW = f(W)$  и  $dP_H/dW = f(W)$ , сводим задачу оптимизаций расхода воды к решению нелинейного уравнения.

После определения оптимального расхода охлаждающей воды ( $W_{опт}$ ) рассчитываются сопротивление циркуляционной сети  $H(W_{опт})$  и угол установки лопастей насосов, соответствующий  $W_{опт}$  и  $H(W_{опт})$ . Для этого используется напорная характеристика насоса, представленная в виде

$$\alpha = f[W_{опт}, H(W_{опт})].$$

Влияние  $W$  на характеристики относительных приростов турбоустановки и насоса иллюстрирует рис. VIII.13. Большим значениям  $D_k$ ,  $t'_{охл}$  и меньшим значениям коэффициентов чистоты конденсатора соответствует более высокое положение функции  $\partial P_T/\partial W$  (кривая 1) за счет увеличения всех компонентов правой части уравнения (VIII-25). Увеличению  $S$  в уравнении (VIII-33) и уменьшению  $t'_{охл}$ , что



VIII.13. Зависимость приростов мощности турбоустановки (Т) и циркуляционного насоса (Н) от расхода охлаждающей воды.

приводит к росту  $\kappa_\tau$ , соответствует расположенная выше функция  $\partial P_n / \partial W$  (кривая 3).

**Оптимизация режима циркуляционной системы при центральном водоснабжении.** При оптимизации режима для центрального водоснабжения поиск оптимального расхода воды дополняется двумя вспомогательными задачами.

Первая — оптимальное распределение общего потока охлаждающей воды между  $m$  турбоустановками ТЭС с учетом их нагрузок и состояния конденсаторов. Вследствие нелинейности характеристик элементов сети мощность насосов зависит не только от общего расхода воды, но и от его распределения. Поэтому необходимо учитывать, что прирост мощности ТЭС в результате оптимального распределения воды может быть снижен увеличением потребляемой насосами мощности, а выражение для критерия оптимальности приобретает вид:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m \left( P_\tau - \sum_{j=1}^n \Delta P_{nj} \right) i - \sum_{j=1}^n P_{nj}. \quad (\text{VIII-35})$$

Из уравнения (VIII-35) видно, что для вычисления величины  $\Delta P$  используется искусственный прием, который заключается в следующем. Суммарная мощность  $n$  насосов определяется при условии равномерного распределения общего потока охлаждающей воды между турбоустановками. Изменение же их мощности вследствие отклонения распределения от равномерного вычитается из мощности турбоустановки, на которой это отклонение имеет место.

Для расчета прироста потребляемой насосами мощности от неравномерности распределения воды определяем коэффициент сопротивления системы конденсаторов. При параллельном включении  $m$  конденсаторов, потери напора в которых пропорциональны квадрату расхода воды, сопротивление системы  $S_k$  можно найти по сопротивлению  $S_i$  отдельных конденсаторов:

$$S_k = \frac{1}{\left[ \sum_{i=1}^m \frac{1}{\sqrt{S_i}} \right]^2}. \quad (\text{VIII-36})$$

Сопротивления всех параллельно включенных конденсаторов (без учета сопротивления подводящих водоводов):

$$\Delta H = S_i \cdot W_i^2 = S_{\text{мин}} \cdot W_{\text{макс}}^2 \quad (i = 1, 2, \dots, m).$$

Таким образом, прирост мощности каждого из насосов вследствие изменения расхода воды через конденсатор  $i$ -й турбоустановки на  $\Delta W_i$ :

$$\Delta P_{ni} = \sum_{j=1}^n \Delta P_{nj} = \sum_{j=1}^n \frac{W_j}{c \cdot \eta_j} \left( \sum_{j=1}^n W_j \right)^2 \frac{S_{\text{мин}} W_{\text{макс}}^2 \cdot \Delta W_i}{\left[ W_i \sum_{i=1}^m \frac{1}{\sqrt{S_i}} \right]^3 \sqrt{S_i^3}}. \quad (\text{VIII-37})$$

Изложим решение задачи распределения общего потока воды методом динамического программирования. Заданы характеристики при-

роста мощности турбины от изменения расхода охлаждающей воды через конденсаторы, построение которых выполняется по зависимости (VIII-25):

$$\Delta P_\tau = \frac{dP_\tau}{dp_k} \cdot \frac{dp_k}{dt_n} \cdot \frac{dt_n}{dW} \cdot \Delta W. \quad (\text{VIII-38})$$

Задан общий поток охлаждающей воды  $W_\Sigma$ , который необходимо распределить между  $m$  турбоустановками так, чтобы максимизировать суммарное приращение мощности турбинной части ТЭС (выражение, стоящее под знаком  $\sum_{i=1}^m$  в уравнении (VIII-35)). Расчленим процесс соответственно числу турбоустановок на  $m$  стадий. Каждая стадия характеризуется решением  $W_i$ , при помощи которого максимизируется величина  $\Delta P_{\tau_i}(W_i)$ , выражающая прирост мощности турбинной части ТЭС на  $i$ -й стадии при надлежащем выборе  $W_i$  в пределах от  $W_i^{\text{мин}}$  до  $W_i^{\text{макс}}$ .

Функциональное уравнение для решения задачи распределения  $W_\Sigma$ :

$$f_m(W_\Sigma) = \max_{W_m^{\text{мин}} \leq W_m \leq W_m^{\text{макс}}} [\Delta P_m(W_m, W_{\text{макс}}) + f_{m-1}(W_\Sigma - W_m)], \quad (\text{VIII-39})$$

$$\Delta P_m = \Delta P_{\tau m}(W_m) - \sum_{j=1}^n \Delta P_{nj}(W_\Sigma, W_{\text{макс}}), \quad (\text{VIII-40})$$

$$f_1(W_1) = \Delta P_1(W_1, W_{\text{макс}}), \quad (\text{VIII-41})$$

$$\sum_{i=1}^m W_i = W_\Sigma. \quad (\text{VIII-42})$$

Решение задачи распределения состоит в табулировании функций  $f(W_\Sigma)$  для фиксированных значений параметра  $W_{\text{макс}}$ , определяемого в результате решения задач. Поскольку его значение в процессе решения является неизвестным, относительно его величины делается ряд предположений и с точки зрения каждого из них на любой стадии табулируется столько расходных и эквивалентных характеристик агрегатов, сколько рассматривается значений  $W_{\text{макс}}$ . Параметр  $W_{\text{макс}}$  может изменяться от  $W_\Sigma/m$  до  $W_i^{\text{макс}}$ . Обратный ход начинается с расходной характеристики, соответствующей предельному (наименьшему) значению  $W_{\text{макс}}$ . При переходе к последующей стадии производится проверка неравенства

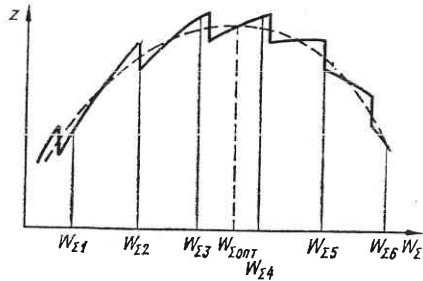
$$W_k^{\text{опт}} \leq W_{\text{макс}},$$

где  $W_k^{\text{опт}}$  — оптимальное значение расхода воды на  $k$ -й стадии. Если неравенство не удовлетворяется, то «обратный ход» начинается снова с  $m$ -й стадии с расходной характеристикой, соответствующей  $W_{\text{макс}} = W_k^{\text{опт}}$ .

Последовательность расчета оптимального распределения заданного расхода охлаждающей воды между турбоустановками иллюстрирует пример на с. 259.

Второй вспомогательной задачей является выбор состава работающих циркуляционных насосов, включающий распределение общего потока воды между работающими насосами. Характеристики относительных приростов поворотлопастных насосов являются падающими, поэтому использование метода относительных приростов невозможно.

Применим для решения данной задачи метод динамического программирования. Необходимо для заданного  $W_{н\Sigma}$  и числа работаю-



VIII.14. Зависимость полезного приращения мощности турбинной установки (за вычетом приращения мощности циркуляционных насосов) от суммарного расхода охлаждающей воды.

щих насосов  $n$  определить их производительность таким образом, чтобы минимизировать суммарную мощность

$$P_{н\Sigma} = \min_{W'_j \leq W_j \leq W''_j} \sum_{j=1}^n P_j(W_j) \quad \text{при} \quad \sum_{j=1}^n W_j = W_{н\Sigma},$$

где  $P_j$ ,  $P_{н\Sigma}$  — потребляемые мощности  $j$ -го насоса и суммарная (насосной);  $W_j$  — производительность  $j$ -го насоса;  $W'_j$ ,  $W''_j$  — минимальная и максимальная величина  $W_j$ .

Функциональные уравнения для решения задачи

$$f_n(W_{н\Sigma}) = \min_{W_n} [P_{нn}(W_n) + f_{n-1}(W_{н\Sigma} - W_n)], \quad \text{(VIII-43)}$$

$$f_1(W_1) = P_{н1}(W_1). \quad \text{(VIII-44)}$$

Для определения оптимального состава работающих насосов решается несколько задач распределения для фиксированного расхода воды и переменного состава насосов. Сравнение суммарной мощности насосов при различных комбинациях их включения выявит оптимальный состав. Выбор оптимального состава можно совместить с распределением  $W_{н\Sigma}$  введением «нулевого» состояния насоса.

Таблица 33. Зависимость изменения мощности турбоустановок от расхода воды и  $W_{\max}$

ТУ	$W$ , тыс. м <sup>3</sup> ч	$\Delta P$ , кВт		
		$W_{\max}$	тыс. м <sup>3</sup> ч	
			27	26
Первая	22	0	0	0
	23	240	225	210
	24	442	415	388
	25	628	590	554
	26	785	741	699
	27	925	881	832
Вторая	22	0	0	0
	23	202	187	172
	24	376	349	322
	25	530	496	458
	26	668	628	584
	27	794	754	704
Третья	22	0	0	0
	23	155	140	125
	24	292	265	253
	25	417	387	358
	26	535	503	472
	27	649	617	583

На основе «пробных» решений рассмотренных выше вспомогательных задач оптимизируется величина общего потока охлаждающей воды через систему центрального водоснабжения. Для этого необходимо задаться несколькими произвольными значениями общего расхода воды и для каждого из них решить обе вспомогательные задачи с вы-

числением приращения мощности турбинной части ТЭС  $\sum_{i=1}^m \Delta P_{Ti}$ , суммарной мощности насосов  $P_{н\Sigma}$  и их разности  $Z = \sum_{i=1}^m \Delta P_{Ti} - \Delta P_{н\Sigma}$ .

Таблица 34. Эквивалентные характеристики первой и второй турбоустановок

$W_1$ , тыс. м <sup>3</sup> ч	$\Delta P_1$ , кВт			$W_2$ , тыс. м <sup>3</sup> ч	$\Delta P_2$ , кВт			$\Delta P_1 + \Delta P_2$ , кВт		
	$W_{\max}$				$W_{\max}$			$W_{\max}$		
	27	26	25		27	26	25	27	26	25
$W_1 + W_2 = 52$										
25	628	590	554	27	794	754	704	1422	1344	1258
26	785	741	699	26	668	628	584	1453	1369	1283
27	925	881	832	25	530	496	458	1455	1377	1290
$W_1 + W_2 = 53$										
26	785	741	699	27	794	754	704	1579	1495	1403
27	925	881	832	26	668	628	584	1593	1509	1416

При помощи нескольких реализаций для различных  $W_{\Sigma}$  строится зависимость  $Z = f(W_{\Sigma})$ , приближенный вид которой показан на рис. VIII.14.

**Пример.** Требуется распределить общий расход охлаждающей воды 76 тыс. м<sup>3</sup>/ч (в дальнейшем величины расхода воды употребляются без обозначения размерности) между тремя турбоустановками (ТУ) типа К-200-130 таким образом, чтобы максимизировать их суммарную мощность. Расход воды через каждый конденсатор может изменяться от 22 до 27. Увеличение мощности каждой из ТУ в зависимости от расхода воды через конденсатор ( $W_{1,2,3}$ ) при трех величинах  $W_{\max}$  показано в табл. 33 (первая стадия). На второй стадии (табл. 34) оптимизируется распределение воды между первой и второй ТУ для различных величин общего на две ТУ потока воды  $W_1 + W_2$ . Эти потоки определяются как разность общего потока воды на три ТУ и граничных значений расхода воды на третью ТУ, т. е. от 49 до 54. В табл. 34 показаны результаты только для двух расходов — 52 и 53. На третьей стадии оптимизируется расход воды через конденсатор третьей ТУ —  $W_3$ . Из табл. 35 видно, что для  $W_{\max} = 25$  максимуму



$\sum_{i=1}^3 \Delta P_i$  (1543 кВт) соответствует  $W_{\text{зопт}} = 24$  и  $W_1 + W_2 = 52$ .

Полученная величина  $W_{\text{зопт}}$  не более принятого  $W_{\text{макс}}$ , поэтому переходим ко второй стадии, где по  $W_1 + W_2$  определяем оптимальные потоки  $W_1 = 27$  и  $W_2 = 25$ . Из табл. 34 для  $W_1 + W_2 = 52$  и

$W_{\text{макс}} = 25$  определяются по максимуму  $\sum_{i=1}^2 \Delta P_i$  (1290 кВт)  $W_{\text{лопт}} =$

Таблица 35. Эквивалентные характеристики двух первых и третьей турбоустановок

$W_3,$ тыс. м³ ч	$\Delta P_2,$ кВт			$W_1 + W_2,$ тыс. м³ ч	$\Delta P_1 + \Delta P_2,$ кВт			$\Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3,$ кВт		
	$W_{\text{макс}}$				$W_{\text{макс}}$			$W_{\text{макс}}$		
	27	26	25		27	26	25	27	26	25
22	0	0	0	54	1719	1635	1536	1719	1635	1536
23	155	140	125	53	1593	1509	1416	1748	1649	1541
24	292	265	253	52	1455	1377	1290	1747	1642	1543
25	417	387	358	51	1315	1237	1157	1732	1624	1515
26	535	503	472	50	1161	1090	1021	1696	1593	1493
27	649	617	583	49	1004	939	876	1653	1556	1459

Примечание. Значения, подчеркнутые одной линией, соответствуют первому шагу итерации, двумя — второму.

$= 27$  и  $W_{\text{зопт}} = 25$ . Поскольку  $W_{\text{лопт}} > W_{\text{макс}}$ , назначаем  $W_{\text{макс}} = W_{\text{лопт}} = 27$  и возвращаемся к третьей стадии, где по максимальному значению  $\sum_{i=1}^3 \Delta P_i$ , равному 1748 кВт, определяем  $W_{\text{зопт}} = 23$ , а затем во второй стадии для  $W_1 + W_2 = 53$  и  $W_{\text{макс}} = 27$  по максимуму  $\sum_{i=1}^2 \Delta P_i$ , равном 1593 кВт, определяем вторые приближения  $W_{\text{лопт}} = 27$  и  $W_{\text{зопт}} = 26$ , на чем расчет распределения заканчивается.

### § VIII-6. Понятие о применении статистических методов к некоторым задачам оптимизации режимов энергосистем

Многие задачи оптимизации режимов энергосистем, работающих в условиях постоянно действующих возмущений случайного характера, могут успешно решаться только на основе применения статистических методов. Варианты применения этих методов столь же многообразны, как и задачи, возникающие при анализе работы энергосистемы. Однако из этого многообразия задач можно выделить несколько наиболее важных и общих, которые решаются чаще, чем другие. Остановимся подробно на двух из них.

**1. Статистический прогноз.** В практике часто возникает необходимость прогнозирования значений случайной величины  $Y$  по наблюдаемым значениям другой случайной величины  $X$ .

В виде примера можно привести ожидаемое значение суммарной нагрузки населенного пункта  $P_{\Sigma}$  (случайной величины) в зависимости от времени  $t$  (неслучайной величины) в определенный день недели или значение случайной величины — расхода тепла станции или агрегата  $Q$  — в зависимости от другой случайной величины — нагрузки. В качестве прогноза обычно принимается условное математическое ожидание  $M[Y/x]$ , которое называется регрессией  $Y$  на  $X$ . Для скалярных величин  $X$  и  $Y$  зависимость прогнозируемого значения  $y$  величины  $Y$  от измеренного значения  $x$  величины  $X$  называется *линейной регрессии*, а ее уравнение

$$y = M[Y/x] \quad (\text{VIII-45})$$

называется *уравнением регрессии*.

В случае второго приведенного выше примера линия регрессии  $Q^* = M[Q/P]$  будет определять расходную характеристику  $Q^* = f(P)$ . Таким образом, общий принцип прогнозирования случайной величины по наблюдаемым значениям других случайных величин состоит в определении регрессии этой величины на основе результатов наблюдений.

Если необходимо прогнозировать, например, зависимость  $Q$  от  $P$ , т. е. найти наиболее вероятное уравнение расходной характеристики по измерениям значений  $Q_i$  при  $n$  значениях  $P_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ), то, в соответствии с принципом Лежандра, определение параметров уравнения регрессии производится из условия минимума суммы среднеквадратических ошибок (СКО) во всех  $n$  точках измерения.

В общем случае регрессия величины  $Y$  на  $X$  (или, в нашем примере,  $Q$  на  $P$ ) является нелинейной функцией наблюдаемого значения  $x$  (в примере — нагрузки  $P$ ). Поэтому оптимальный по минимуму СКО прогноз можно представить в общем виде как функцию независимой переменной и некоторых параметров  $a, b, c, \dots, k, \dots, m$  уравнения регрессии:

$$y = \varphi(a, b, c, \dots, k, \dots, m, x). \quad (\text{VIII-46})$$

Для построения уравнения регрессии надо, исходя из общих соображений или из расположения на графике  $y(x)$  экспериментально найденных точек, задаться видом уравнения (прямая, полином, экспонента и т. д.). Далее надо составить подлежащую минимизации функцию

$$F = \sum_{i=1}^n [Y_i - y_i(x_i)]^2 \rightarrow \text{мин.} \quad (\text{VIII-47})$$

Здесь  $Y_i$  — измеренные значения функции при соответствующих величинах  $x_i$ , а  $y_i = \varphi(a, b, c, \dots, k, \dots, m, x_i)$  — значение функции при искомым параметрах уравнения регрессии и при подстановке в него  $x = x_i$ .

Далее берем частные производные  $F$  по всем искомым параметрам  $k$  ( $k = a, \dots, m$ ) и, приравнявая их нулю, получаем систему из  $m$

уравнений:

$$\frac{\partial F}{\partial k} = \frac{\partial}{\partial k} \sum_{i=1}^n [Y_i - \varphi(a, \dots, m, x_i)]^2 =$$

$$= \frac{\partial}{\partial k} \sum_{i=1}^n \frac{\partial y_i}{\partial k} (y_i - Y_i) = 0 \quad (k = a, \dots, m), \quad (\text{VIII.48})$$

совместное решение которых дает возможность определить параметры  $k$  ( $k = a, \dots, m$ ).

Если выбрать для расходной характеристики полином  $y = a + bx + cx^2$ , или в нашем примере  $Q = a + bP + cP^2$ , то после дифференцирования  $F$  по  $a$ ,  $b$  и  $c$  система уравнений будет иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial a} &= \sum_{i=1}^n (Q_i - a - bP_i - cP_i^2) = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial b} &= \sum_{i=1}^n P_i (Q_i - a - bP_i - cP_i^2) = 0, \\ \frac{\partial F}{\partial c} &= \sum_{i=1}^n P_i^2 (Q_i - a - bP_i - cP_i^2) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{VIII.49})$$

При совместном решении этой системы определяются параметры уравнения регрессии  $a$ ,  $b$  и  $c$ . Выражение решения в общем виде очень громоздко.

Во многих практических задачах пользуются оптимальным линейным прогнозом значения скалярной случайной величины  $Y$  по наблюдаемым значениям другой скалярной случайной величины  $X$ . Такая линейная или кусочно-линейная аппроксимация может быть с успехом применена для прогнозирования расходных характеристик паровых турбин. Представив линейную функцию в виде

$$y = \varphi(a, b, x) = a + bx \quad (\text{VIII.50})$$

и дифференцируя уравнение суммы квадратов ошибок, получим, аналогично (VIII.49), два уравнения, которые при одинаковой достоверности и при равных весах всех  $n$  измерений дают

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n (Y_i - a - bx_i) &= \sum_{i=1}^n Y_i - na - b \sum_{i=1}^n x_i = 0, \\ \sum_{i=1}^n x_i (Y_i - a - bx_i) &= \sum_{i=1}^n x_i Y_i - a \sum_{i=1}^n x_i - b \sum_{i=1}^n x_i^2 = 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{VIII.51})$$

Опуская (для упрощения записи) индексы при знаках суммы и вводя обозначения средних арифметических  $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$  и  $\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i$ , получим:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n x_i Y_i - \bar{y} \sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^2 - \bar{x} \sum_{i=1}^n x_i} \quad \text{и} \quad a = \bar{y} - b\bar{x}. \quad (\text{VIII.52})$$

Тогда

$$y_i = a + bx_i = \bar{y} - b\bar{x} + bx_i = \bar{y} + b(x_i - \bar{x}). \quad (\text{VIII.53})$$

В терминах теории вероятности параметр  $b$  представляет собою отношение взаимной корреляционной функции случайных величин  $X$  и  $Y$  к дисперсии случайной величины  $X$ .

**Пример.** Испытания агрегата при семи значениях ( $n = 7$ ) нагрузки дали результаты, приведенные в первых трех графах табл. 36

Таблица 36. Расчет параметров уравнения регрессии

$i$	$P_i$ , МВт	$Q_i$ , Гкал/ч	$P_i Q_i \cdot 10^{-3}$ , МВт · Гкал/ч · 10 <sup>3</sup>	$P_i^2 \cdot 10^{-3}$ , МВт <sup>2</sup> · 10 <sup>-3</sup>
1	2	3	4	5
1	140	370	51,8	19,6
2	150	370	55,5	22,5
3	160	410	65,6	25,6
4	170	440	74,8	28,9
5	180	430	77,4	32,4
6	190	470	89,3	36,1
7	200	520	104,0	40,0
средн.	1190	3010	518,4	205,1

(разброс значений, который может явиться следствием изменения режима работы агрегата или неточности измерений, для наглядности сильно завышен). В нижних строчках этих же граф даны  $\sum_{i=1}^7 P_i$  и

$\bar{P} = \frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 P_i$ , а также  $\sum_{i=1}^7 Q_i$  и  $\bar{Q}$ . Находя в каждой строчке произ-

ведения  $P_i Q_i$  и суммируя их, определяем  $\sum_{i=1}^7 P_i Q_i = 518,4 \cdot 10^3$  МВт · Гкал/ч; аналогично, возводя каждое значение  $P_i$  в квадрат, вычисляем  $\sum_{i=1}^7 P_i^2 = 205,1 \cdot 10^3$  МВт<sup>2</sup>. Тогда по (VIII.52)

$$b = \frac{\sum P_i Q_i - \bar{Q} \sum P_i}{\sum P_i^2 - \bar{P} \sum P_i} = \frac{518,4 \cdot 10^3 - 430 \cdot 1190}{205,1 \cdot 10^3 - 170 \cdot 1190} = 2,39285 \frac{\text{Гкал}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

$$\bar{a} = \bar{Q} - b\bar{P} = 430 - 2,39285 \cdot 170 = 23,21 \text{ Гкал/ч.}$$

На рис. VIII.15 кружками отмечены полученные при испытаниях точки, линия 1 построена по уравнению регрессии

$$Q^{(1)} = a + bP = 23,21 + 2,39285 \cdot P \text{ Гкал/ч.} \quad (\text{VIII.54})$$

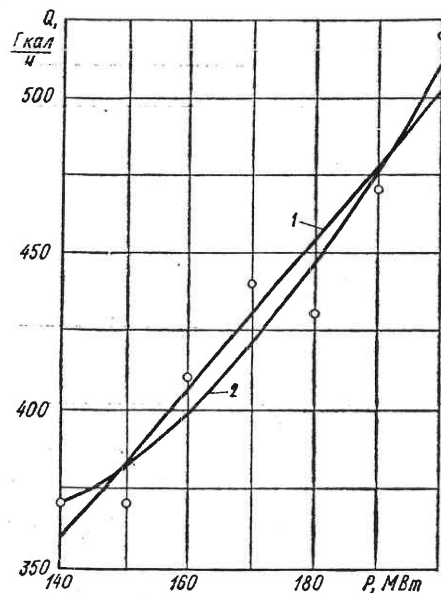
Составление и решение уравнений вида (VIII.49) дает

$$Q^{(2)} = 602,6 - 4,514P + 0,0203P^2 \text{ Гкал/ч.} \quad (\text{VIII.55})$$

Эта зависимость показана на том же рис. VIII.15 линией 2.

Расчет значений  $Q_i$  по уравнениям (VIII-54) и (VIII-55) дает возможность оценить погрешность. Определяя разности  $Q_i^{(1)} - Q_i$  и  $Q_i^{(2)} - Q_i$ , возводя их в квадрат и суммируя, находим среднеквадратические отклонения, которые составляют при линейном уравнении 13,97, а при нелинейном  $12,63 \frac{\text{Гкал}}{\text{ч}}$ .

Полученные уравнения дают хорошее приближение только в пределах значений  $P_i$ , при которых производились испытания. Значения отрезков на оси ординат нельзя рассматривать (при столь небольшом диапазоне изменения  $P_i$ ) как условные расходы на холостой



VIII.15. Графическая иллюстрация уравнений регрессии.

ход, также как и нельзя найденные уравнения считать приближенным отражением расходной характеристики при  $P < P_1$  и  $P > P_7$ .  
**2. Идентификация объектов на основе статистических методов.** При расчете и особенно при автоматическом ведении оптимальных режимов работы агрегатов может оказаться полезным (а иногда и необходимым) использование математической модели объекта оптимизации, т. е. совокупности уравнений, отображающих протекание процессов в реальном объекте. Так как объект всегда подвергается воздействию случайных возмущений, то для построения модели применяются методы статистической динамики, сущность которых в упрощенной формулировке сводится к следующему.

Пусть на вход одномерного объекта (имеющего одну связь между входной и выходной величинами) поступает случайное воздействие, являющееся функцией времени,  $x(t)$ , а с выхода снимается случайная величина  $y(t)$ . В виде такого объекта может быть представлен, например, блок, нагрузка которого  $P(t)$  полностью определяется количеством тепла  $Q(t)$ , поступающего в топку котла при фиксированных значениях температур воздуха и воды и прочих переменных, а также при неизменном режиме параллельно работающих агрегатов.

Связь между входной и выходной величинами может быть представлена в виде

$$y(t) = A_t \cdot x(t), \quad (\text{VIII-56})$$

где  $A_t$  — оператор, который и является искомой математической моделью объекта. Он может быть определен по статистическим характеристикам случайных функций  $x(t)$  и  $y(t)$ , т. е. по результатам неп-

рерывного или дискретного измерения этих величин. При определении оператора  $A_t$  по результатам этих измерений ставится задача нахождения приближенного выражения  $A_t^*$  оператора  $A_t$ , т. е. его оценки, близкой к истинному значению оператора в соответствии с некоторым принятым критерием.

Это означает, что должно выполняться требование близости случайных функций  $y^*(t) = A_t^* \cdot x(s)$  и  $y(t)$ , представляющих выходные величины модели и объекта. Здесь  $x(s)$  — входная величина модели, моделирующая случайную функцию времени  $x(t)$ .

В качестве критерия близости функций  $y^*(t)$  и  $y(t)$  обычно принимают функцию потерь, т. е. квадрат разности сравниваемых функций:

$$\rho[y_t, y_t^*] = (y_t - y_t^*)^2. \quad (\text{VIII-57})$$

Этот критерий, определяющий близость нулевого порядка, достаточен в тех случаях, когда при решении задачи не производится операция дифференцирования. Если же оператор  $A_t^*$  должен подвергаться дифференцированию (например, если нас интересует не только нагрузка блока  $P(t)$ , но и скорость ее измерения), то должна быть проверена близость первого или более высокого порядка, определяющаяся близостью производных соответствующего порядка функций  $y(t)$  и  $y^*(t)$ , т. е.  $\dot{y}(t)$  и  $\dot{y}^*(t)$  и т. д.

Близость оценки  $A_t^*$  к истинному значению оператора объекта  $A_t$  понимается в смысле минимума математического ожидания принятой функции потерь при заданных значениях случайной функции  $x(t)$ , т. е.

$$M \left\{ \rho[y_t, y_t^*] \right\} = \frac{1}{T} \int_0^T (y_t - y_t^*)^2 dt \approx \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y_i^*)^2. \quad (\text{VIII-58})$$

Условие минимума этого выражения, которое можно получить, приравняв нулю частные производные по всем параметрам уравнения  $y(t)$ , даст нам уравнение регрессии

$$y(t) = A_t^* x(s) = M \{ y(t)/x(s) \}. \quad (\text{VIII-59})$$

## Глава IX

### ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЦВМ

#### § IX-1. Методы прямого поиска экстремума

Выше были рассмотрены методы оптимизации режима, в которых использовались аналитические зависимости между переменными или выражения, основанные на принципах вариационного исчисления. Был рассмотрен также метод динамического программирования, основанный на идее постадийной оптимизации режима.

Методы прямого поиска основаны на сравнении суммарных расходов топлива или денежных средств в энергосистеме при различных сочетаниях нагрузок станций или составах работающего оборудования. При этом используются расходные характеристики электростанций или агрегатов, заданные в табулированной форме (в виде таблиц).

Так как в системе, имеющей несколько электростанций, количество возможных сочетаний нагрузок и работающих агрегатов очень велико, то при разработке вариантов прямого поиска, рассчитанных, конечно, на применение ЭЦВМ, основными задачами являются уменьшение количества необходимых вычислений и сокращение требуемого объема памяти вычислительных машин.

Общий ход выполнения оптимизационных расчетов таков. Задается график изменения суммарной нагрузки энергосистемы или одно значение ее (нагрузки) и уравнения баланса (V-II). Задаются расходные характеристики станций или агрегатов и ограничения (максимальные и минимальные значения допустимых нагрузок (III-6)). В случае необходимости задается располагаемое количество энергоносителя (III-14) и ограничения по уровням воды в водохранилищах и их характеристики (рис. IV.10). При расчете режима энергосистемы, станции которой связаны протяженными линиями, задаются ограничения пропускной способности линий по предельному току, уровням напряжения или устойчивости. Целевая функция задается в общем виде, например:

$$F = \int_0^T \sum_i c_i B_i dt. \quad (IX-1)$$

В определенной последовательности, осуществляя, таким образом, итерационный процесс, изменяются нагрузки станций с учетом сохранения баланса нагрузок. Проверяется соответствие получившегося решения всем условиям ограничений. Вычисляются затраты денежных средств по каждой станции и их суммированием находятся значения целевой функции. Сопоставление последнего значения с предыдущей величиной позволяет сделать вывод о целесообразности сделанного шага. Процесс прекращается, когда любое изменение каждой независимой переменной приводит к возрастанию целевой функции (в случае ее минимизации).

Таким образом, в запоминающем устройстве машины надо хранить расходные характеристики и другие характеристики агрегатов, станций или водохранилищ, а в оперативном запоминающем устройстве хранить изменяющиеся на каждом шаге итерации нагрузки и вычисленные значения целевой функции.

Рассмотрим некоторые методы прямого поиска для случая минимизации целевой функции в одноэкстремальной задаче.

а. *Слепой поиск* заключается в последовательном просмотривании точек допустимой области изменения независимых переменных в определенном порядке (сканирование) либо по случайному закону (чисто случайный поиск). В каждом из этих случаев отбираются такие

точки области, где целевая функция принимает наименьшее значение.

б. *Поиск с анализом промежуточных результатов* разделяется на ряд циклов, причем результаты каждого цикла автоматически анализируются перед началом следующего.

**Градиентный метод.** Если существует один минимум, то анализ промежуточных результатов удобно проводить, пользуясь методом градиента.

Суть метода заключается в изменении значения независимых переменных таким образом, чтобы изменение целевой функции происходило (при минимизации ее) в сторону, противоположную градиенту. Направление вектора градиента определяется геометрической суммой частных производных целевой функции по всем независимым переменным.

Условие равенства относительных приростов также может быть получено на основе градиентного метода. Ограничимся для наглядности распределением нагрузки между двумя агрегатами.

Возьмем прямоугольную систему координат (рис. IX.1) и на ее осях будем откладывать нагрузки агрегатов.

Условия

$$P_{1\min} \leq P_1 \leq P_{1\max},$$

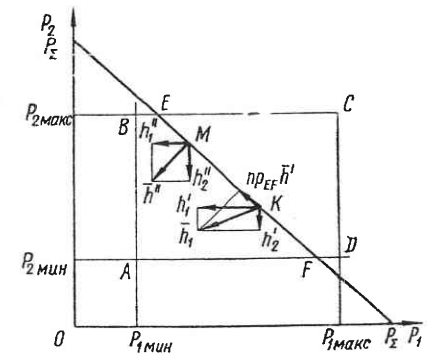
$$P_{2\min} \leq P_2 \leq P_{2\max}$$

выделяют область допустимых значений нагрузок  $ABCD$ . Вследствие необходимости выполнения условий баланса нагрузок  $P_1 + P_2 = P_{\Sigma}$  область допустимых значений нагрузок вырождается в прямую  $EF$ , т. е. вся область состоит из граничных точек. Выберем в этой области произвольную точку  $K$ . Для того чтобы определить направление от этой точки к точке экстремума, необходимо построить вектор  $\bar{h}'$ , противоположный вектору градиента функции суммарного расхода топлива. Компонентами этого вектора являются производные от расхода топлива каждым агрегатом по нагрузке, взятые с обратным знаком:

$$h'_1 = -b'_1 = -\frac{dB_1}{dP_1},$$

$$h'_2 = -b'_2 = -\frac{dB_2}{dP_2}.$$

Векторы  $h'_1$  и  $h'_2$  направлены в сторону уменьшения нагрузок соответствующих агрегатов. По ним строится вектор  $\bar{h}'$ , противоположный



IX.1. К выводу условия равенства относительных приростов градиентным методом.

градиенту. Направление от точки  $K$  к минимуму совпадает с направлением проекции вектора  $\vec{h}'$  на прямую  $EF$ , т. е. на точку  $E$ .

В соответствии с теорией Куна — Таккера двигаться по этому направлению нужно до точки, в которой любой вектор, исходящий из нее и лежащий внутри допустимой области, будет образовывать с вектором  $\vec{h}$  неострый угол. В нашем случае это будет точка  $M$ , в которой вектор  $\vec{h}$  перпендикулярен к границе (и ко всей области допустимых нагрузок). Но  $\vec{h}$  перпендикулярен к  $EF$  только в случае, когда  $\vec{h}_1 = \vec{h}_2$  и  $b_1 = b_2$ , т. е. при равенстве относительных приростов.

В частном случае точка  $M$  может совпасть с конечной точкой  $E$  или  $F$ . В этом случае абсолютный экстремум не существует, и точка  $M$  соответствует условному экстремуму, при котором требование равенства относительных приростов не удовлетворяется, но распределение нагрузки является экономически наиболее выгодным.

Такое распределение нагрузок будет в том случае, когда максимальный относительный прирост одного агрегата меньше минимального относительного прироста другого агрегата, т. е. при  $b_{1\max} \leq b_{2\min}$  (рис. IX.1). При этом первый агрегат нужно загрузить полностью, а оставшуюся нагрузку передать второму агрегату. В случае

распределения нагрузки между  $n$  агрегатами условие  $\sum_{i=1}^n P_i = P_\Sigma$  представляется в  $n$ -мерном пространстве в виде гиперплоскости, с которой  $n$ -мерный вектор  $\vec{h}$  составляет некоторый угол. Двигаться к экстремуму в этом случае необходимо от исходной точки по гиперплоскости в направлении, с которым вектор  $\vec{h}$  образует наименьший угол. Найти это направление довольно трудно. Кроме того, может оказаться необходимым переход с  $n$ -мерной гиперплоскости на ее границу меньшей размерности, что затрудняет решение.

В рассмотренном на рис. IX.1 случае условием  $P_1 + P_2 = P_\Sigma$  определяется возможность произвольного изменения только одной величины (например,  $P_1$ ). При этом, как мы видим, область допустимых решений будет одномерной (отрезок  $EF$  прямой, определяющийся в двумерном пространстве, т. е. на плоскости, условием баланса нагрузок).

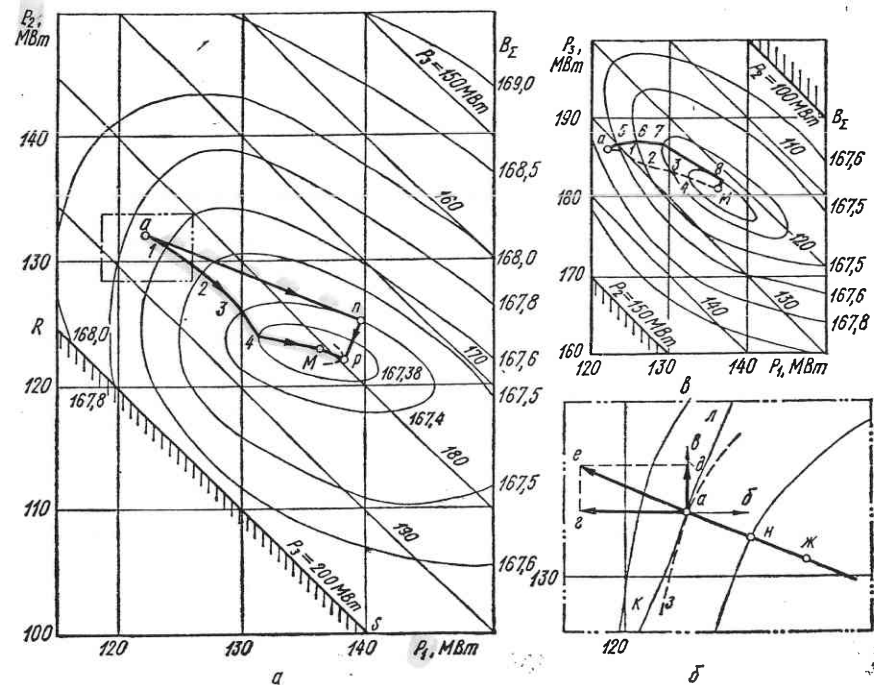
Зависимость целевой функции, например суммарного расхода топлива от нагрузок  $P_1$  и  $P_2$ , будет представлять собою вогнутую кривую, имеющую минимум в точке  $M$ , абсциссы которой изменяются в пределах отрезка  $EF$ .

В случае распределения нагрузки между  $n$  станциями условие баланса нагрузок можно записать так:

$$P_\Sigma = \sum_{i=1}^{n-1} P_i + P_0 \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n-1).$$

Здесь  $P_0$  — нагрузка балансирующей станции, которая не может выбираться произвольно и не является независимой переменной. Нагрузка этой «замыкающей» станции определяется как разность

заданной нагрузки  $P_\Sigma$  и суммы нагрузок  $P_i$ , выбранных в качестве независимых переменных. Так как значения целевой функции определяются с учетом расхода топлива всеми станциями, включая нагрузку  $P_0$ , то найденный экстремум соответствует оптимальному режиму всех  $n$  станций. Таким образом, введение ограничения в виде баланса нагрузок понижает размерность задачи на единицу.



IX.2. (а) Иллюстрация хода расчета оптимального режима градиентным методом и методом наискорейшего спуска в координатах  $P_1, P_2$ ; б — определение направления антиградиента; в — то же, что а, но в координатах  $P_1, P_3$ .

В случае распределения нагрузки между тремя агрегатами условие баланса нагрузок будет определять участок плоскости, точки которой соответствуют двум произвольно выбранным нагрузкам  $P_1$  и  $P_2$ ; нагрузка третьего агрегата  $P_3 = P_\Sigma - P_1 - P_2$ .

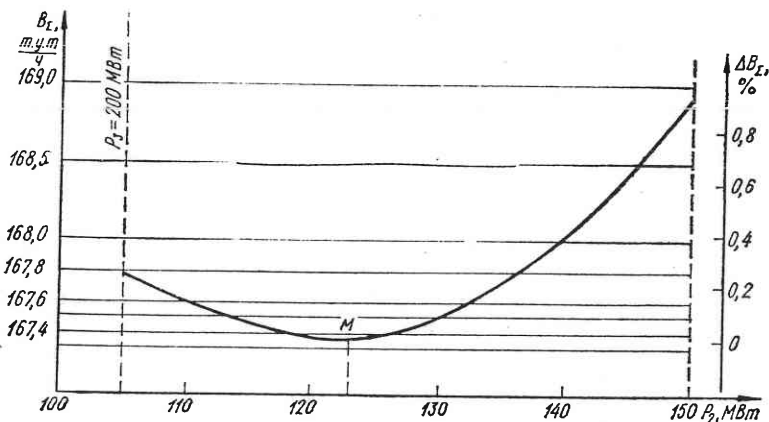
В этом случае значения целевой функции  $B_\Sigma = f(P_1, P_2)$  будут определять некоторую поверхность. Сечения этой поверхности плоскостями, параллельными плоскости  $P_1P_2$ , дадут линии равных значений (изолинии) целевой функции.

На рис. IX.2, а показаны такие изолинии, построенные в координатах  $P_1, P_2$  по данным примера в § III-1 (с. 83) для случая  $P_\Sigma = 440$  МВт, а на рис. IX.3 дан разрез поверхности целевой функции плоскостью  $P_2B_\Sigma$  при  $P_1 = 135$  МВт (т. е. близко к условиям рассмотренного примера). Минимум целевой функции соответствует значениям нагрузок, найденным на с. 83. Некоторые отклонения изолиний от правильной формы связаны с наличием точек излома расход-



ных характеристик, соответствующих разрывам непрерывностей ХОП (рис. III.3, а).

Линия  $P_2 = 100$  МВт соответствует ограничению нагрузки агрегата 2 по минимуму; аналогичная линия для агрегата 1 находится за пределами чертежа. Линии  $P_1 = P_2 = 150$  МВт представляют собою ограничения нагрузок агрегатов 1 и 2 по максимуму. Нагрузки агрегата 3, найденные как разность заданной нагрузки станции 440 МВт и суммы нагрузок  $P_1$  и  $P_2$ , показаны наклонными прямыми;  $RS$  — ограничение по максимуму  $P_3$ .



IX.3. Разрез поверхности целевой функции плоскостью  $P_1 = 135$  МВт.

Точка  $M$  соответствует минимуму целевой функции. Рис. IX.3 иллюстрирует пологость целевой функции в окрестности минимума.

Решение задачи градиентным методом заключается в следующем. Задаемся некоторыми произвольно выбранными нагрузками (нулевое приближение):  $P_1^0 = 122$  МВт и  $P_2^0 = 132$  МВт (точка  $a$ , рис. IX.2, б). Направление градиента определяем по его составляющим. Делая пробные шаги, т. е. изменяя поочередно  $P_1$  и  $P_2$  на некоторую величину  $\Delta P$  (например, на 2 МВт), находим соответствующие изменения целевой функции. Если при выбранных исходных значениях  $B_\Sigma = 167,72$  т. у. т./ч, то при изменении  $P_1$  до 124 МВт (в точке б)  $B_\Sigma = 167,65$  т. у. т./ч, а при изменении  $P_2$  до 134 МВт (в точке в)  $B_\Sigma = 167,75$  т. у. т./ч. Приращения целевой функции определяют составляющие градиента. В нашем случае эти составляющие равны:

$$\frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_1} \approx \frac{\Delta B_\Sigma}{\Delta P_1} = \frac{167,65 - 167,72}{124 - 122} = -0,035 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}},$$

$$\frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_2} \approx \frac{\Delta B_\Sigma}{\Delta P_2} = \frac{167,75 - 167,72}{134 - 132} = 0,015 \frac{\text{т. у. т.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Эти величины, представляющие собою, по сути, ОПРТ и отложенные на рис. IX.2, б в виде векторов  $ag$  и  $ad$ , определяют направления градиента  $ag$  и, соответственно, антиградиента  $aj$ . На этом же рисунке  $za$  — изолиния целевой функции в точке  $a$ , а  $kl$  — касательная к ней.

В общем виде значения нагрузок, соответствующих перемещению точки, отображающей режим системы в направлении антиградиента на  $k + 1$  шаге, определяются так:

$$P_i^{k+1} = P_i^k - \left( \frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_i} \right)_k \cdot \lambda, \quad (\text{IX-2})$$

где  $\lambda$  — некоторый параметр, устанавливающий величину изменения целевой функции в результате  $(k + 1)$ -го шага. Для нашей задачи размерность  $\lambda$  —  $\frac{\text{МВт}^2 \cdot \text{ч}}{\text{т. у. т.}}$ . Уменьшение  $\lambda$  увеличивает число необходимых шагов, но приближает ломаную траекторию движения отображающей точки к теоретической кривой, соответствующей непрерывному изменению направления антиградиента (бесконечно большое число бесконечно малых шагов).

Выбирая  $\lambda = 50 \frac{\text{МВт}^2 \cdot \text{ч}}{\text{т. у. т.}}$ , найдем значения нагрузок в результате первого шага итерации:

$$P_1^1 = P_1^0 - \lambda \frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_1} = 122 + 50 \cdot 0,035 = 123,75 \text{ МВт},$$

$$P_2^1 = P_2^0 - \lambda \frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_2} = 132 - 50 \cdot 0,015 = 131,25 \text{ МВт}.$$

При этом отображающая точка переносится (в направлении антиградиента) в точку  $n$ . При последовательном перемещении эта точка будет двигаться по нормальям к линиям уровней целевой функции (линия  $a1234M$ ). В точке минимума градиент обращается в нуль.

На рис. IX.2, в показаны изолинии целевой функции для этого же примера, построенные в координатных независимых переменных  $P_1$  и  $P_2$  при выборе в качестве «замыкающего» агрегата 2.

Используя, аналогично предыдущему, градиентный метод и выбирая ту же начальную точку  $a$ , можно найти экстремум в точке  $M$ , имеющей те же координаты, что и в предшествующем случае. Однако траектория перехода отображающей точки из  $a$  в  $M$  (линия  $a5678M$ ) в этом случае не совпадает с траекторией  $a1234M$  (рис. IX.3, а).

В зависимости от конкретных условий, в первую очередь от характера изменения целевой функции, можно выбирать различные значения шага  $\Delta P$ . В нашем примере видно, что для начальных шагов итерации можно выбрать большее значение шага, чтобы ускорить процесс решения. Вблизи от точки экстремума следует выбирать шаг небольшим, чтобы обеспечить необходимую точность.

**Метод наискорейшего спуска.** Этот метод является вариантом градиентного метода. В этом случае в начальной точке определяется направление градиента и движение отображающей точки производится по этой линии (при минимизации — в отрицательном направлении) до нахождения минимума функции в этом направлении (в этом разрезе гиперповерхности целевой функции), т. е. пока производная не станет равной нулю.

На рис. IX.2, а показано начальное положение отображающей точки  $a$ . Направление  $an$  соответствует линии антиградиента в точке  $a$ .

По мере движения к точке  $n$  (при одновременном измерении  $n - 1$  независимых переменных) целевая функция уменьшается, ее изменение (отрицательное приращение) при каждом шаге итерации также уменьшается и при достижении точки  $n$  делается равным нулю.

В этой точке снова определяется направление антиградиента и начинается движение к точке  $p$ . Решение заканчивается, когда градиент обращается в нуль.

**Метод покоординатного спуска.** Этот метод заключается в том, что изменение положения отображающей точки в пространстве  $n - 1$  независимых переменных производится поочередно по каждой из координат до тех пор, пока соответствующая частная производная не обратится в нуль.

Решение заканчивается тогда, когда все частные производные целевой функции (по всем независимым переменным) обратятся в нуль.

Этот метод иногда называют методом Гаусса — Зейделя.

Для решения задач распределения нагрузки этот метод неудобен, так как необходимость сохранения баланса нагрузок приводит к изменению нагрузки «закрывающей» станции при изменении одной из координат (нагрузки одной из станций) и сохранении неизменными остальных координат (нагрузок  $n - 2$  станций). Метод может быть использован при изменении  $P_{\Sigma}$  или для решения других задач, например, выбора оптимальных положений точки разреза резервируемых линий и т. п.

Рассматриваемый метод не может обеспечить нахождение глобального экстремума при решении многоэкстремальных задач. В этих случаях необходимо сравнивать найденные локальные экстремумы, соответствующие различным нулевым приближениям.

**Релаксационный метод.** Метод релаксации (ослабления) характеризуется тем, что на каждом или на нескольких шагах итерации производится приращение той координаты (независимой переменной), изменение которой дает наибольший результат, т. е. наибольшее изменение целевой функции по направлению к искомому экстремуму.

При использовании релаксационного метода для решения оптимизационных задач после выбора начальных значений переменных делаются пробные шаги для определения переменной, изменение которой наиболее сильно сказывается на величине целевой функции, после чего начинается изменение этой переменной. Этот процесс может продолжаться до тех пор, пока соответствующая частная производная не обратится в нуль. Тогда снова делаются пробные шаги и выбирается направление дальнейшего перемещения отображающей точки. При этом процесс делается подобным использованию метода покоординатного спуска, но с последовательным выбором координат, изменение которых дает наибольший эффект.

Релаксационный метод может применяться и в другом варианте с проверкой выбора наиболее эффективно изменяющейся переменной после каждого или нескольких шагов итерации. Тогда направление движения отображающей точки будет изменяться раньше достижения ею точки касания поверхности уровня (в двумерном пространстве — изолинии) целевой функции. При увеличении числа точек изменения

направления траектория движения отображающей точки будет приближаться к траектории движения в направлении антиградиента.

При расчетах, необходимых для построения оптимальных графиков нагрузки электростанций, при переходе от одного часа суток к другому изменяется суммарная нагрузка системы.

Процесс облегчается тем, что при итерации в качестве нулевого приближения можно принимать оптимальные нагрузки для предшествующего часа. При выборе порядка изменения нагрузки отдельных станций (или блоков) по сути используется идея релаксационного метода — в прямом или обратном смысле. Так, при снижении суммарной нагрузки в первую очередь надо уменьшать нагрузку тех станций, разгрузка которых на некоторую величину шага  $\Delta P$  дает наибольшее снижение расхода топлива. Обратное, при повышении суммарной нагрузки надо в первую очередь увеличивать нагрузку тех станций, у которых приращение нагрузки на  $\Delta P$  дает наименьшее увеличение расхода топлива. Иными словами, нагружать станции (или блоки) надо в порядке возрастания ОПРТ, а разгружать — в порядке снижения.

В следующем параграфе подробно рассмотрено применение градиентного метода для оптимального распределения нагрузки в энергосистеме. При использовании других кратко описанных здесь методов алгоритм расчета изменяется, главным образом, в части выбора направления и величины шага итерации, а также определения условия изменения направления движения отображающей точки.

**Алгоритм поиска минимума функции многих переменных градиентным методом при наличии ограничений.** Введем понятие о *существенном ограничении* по отношению к некоторому направлению. Граница называется существенной для данного направления, определяемого вектором антиградиента, если он направлен в область, запрещенную при данном ограничении  $P_k \leq P_k^{\text{доп}}$ . Граница называется *существенной в данной точке*, если для нее имеет место равенство  $P_k = P_k^{\text{доп}}$  ( $k = 1, 2, \dots, m$ ), где  $P_k^{\text{доп}}$  — предельное допустимое значение ограничения.

Допустимым называется направление, для которого все ограничения несущественны.

Оптимальным естественно считать то допустимое направление, которое обеспечивает наибольшую скорость убывания функции  $B_{\Sigma}(P_1, \dots, P_n)$  при данных ограничениях  $P_k$  ( $k = 1, \dots, m$ ).

Перейдем к описанию алгоритма поиска минимума функции многих переменных  $B_{\Sigma}(P_1, \dots, P_m)$ , основанного на методе градиентного проектирования, при наличии ограничений  $P_{k_{\text{мин}}} \leq P_k \leq P_{k_{\text{макс}}}$ .

В области определения переменных  $P_1, \dots, P_n$  задаем начальную точку  $P_1^0, \dots, P_n^0$  — блок I (рис. IX. 4). Эти величины сравниваются с ограничениями (блок II).

При этом можно получить три различных результата.

1. Начальная точка попадает в запрещенную область. В этом случае следует задать новую начальную точку так, чтобы реализовался один из двух следующих вариантов.

2. Начальная точка по всем ограничивающим условиям попадает в допустимую область.

3. Начальная точка попадает по всем ограничивающим условиям в допустимую область, причем по некоторым из них — в пограничную область, так что следующий шаг в направлении антиградиента может привести к нарушению ограничения.

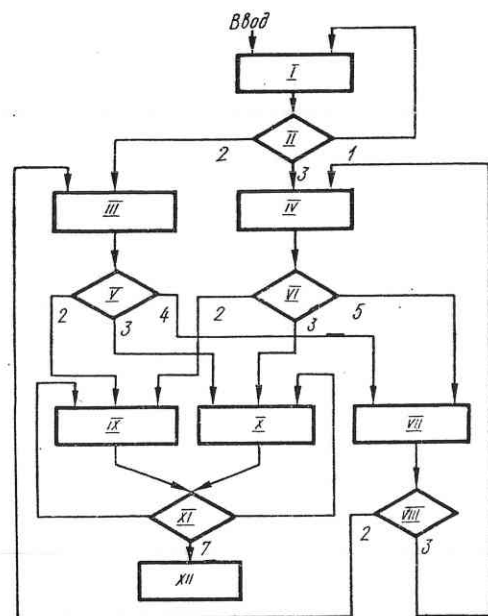
При реализации результата 2 определяется значение  $\text{grad } B_{\Sigma}$  в данной точке и производится движение в направлении —  $\text{grad } B_{\Sigma}$  с заданным шагом (блок III). При реализации результата 3 определяется  $\text{grad } B_{\Sigma}$  и его проекция на гиперповерхность существенных ограничений, затем осуществляется движение в направлении этой проекции —  $\text{grad } B_{\Sigma}$  (блок IV).

После выполнения операции блоком III может быть получен один из трех возможных результатов: 2, 1 — уже известные или 4 — попадание в недопустимую область хотя бы по одному из ограничивающих условий (сравнение производится в блоке V).

После операции блока IV может быть получен также один из трех возможных в данной ситуации результатов: 2, 3 известные или 5 — попадание в недопустимую область хотя бы по одному из ограничивающих условий (сравнение производится в блоке VI).

При реализации результата 4 или 5 необходимо сразу же вернуться в допустимую область. Возврат осуществляется по направлению —  $\text{grad } P_k$  (блок VII). Результатом этой операции является возврат в допустимую область в одном из двух возможных вариантов: 2 или 3 (сравнение — в блоке VIII).

Движение в допустимой области в направлении —  $\text{grad } B_{\Sigma}$  (блок IV) либо в направлении проекции —  $\text{grad } B_{\Sigma}$  на существенные ограничения (блок X) производится до двухкратного повторения значения функции  $B_{\Sigma}$  с точностью до  $|B_{\Sigma}^i - B_{\Sigma}^{i-1}| \leq \epsilon$  (блок XI, результат 7), что означает достижение минимума функции  $B_{\Sigma}(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n)$  при наличии ограничений. После этого следует выдача результата — значения мин  $B_{\Sigma}$  и соответствующих ему  $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$  (блок XII).



IX.4. Блок-схема расчета оптимального режима градиентным методом при наличии ограничений.

## § IX-2. Расчет оптимальных суточных режимов энергосистемы

Одной из наиболее трудоемких задач, решаемых ежедневно объединенными диспетчерскими управлениями, является задача расчета оптимального суточного графика объединенной энергосистемы (ОЭС).

Выбор оптимального суточного режима в один прием невозможен, так как требуется оптимизация по десяткам тысяч переменных с учетом примерно такого же количества ограничений в форме равенств и неравенств, а также логических ограничений. Если бы даже удалось снабдить эту громоздкую математическую модель всей необходимой информацией, то современные ЭЦВМ не в состоянии решить такую оптимизационную задачу (во всяком случае за приемлемое время). Целесообразно разбить всю задачу на несколько более простых подзадач. Такая разбивка задачи оптимизации суточного режима ОЭС соответствует иерархической структуре диспетчерского управления ОЭС. В алгоритме расчета оптимального суточного режима ОЭС, разработанном ВНИИЭ и Вычислительным центром Главного технического управления МЭ и Э СССР под руководством В. М. Горнштейна, используется принцип декомпозиции и производится предварительный расчет по отдельным программам эквивалентных характеристик групп станций, коэффициентов линеаризованных выражений, определяющих зависимости относительных приростов потерь активной мощности в сети, и нагрузок, передаваемых по линиям электропередачи, от мощностей электростанций.

В алгоритме учитываются следующие факторы:

1. Потери активной мощности в сети.
2. Ограничения мощности, передаваемой по межсистемным связям. Предусмотрена возможность задания ограничений для прямого и обратного направлений, а также для двух зон допустимой работы, когда величина перетока ограничивается верхним и нижним пределами. Подобные ограничения характерны для передачи постоянного тока.
3. Состав работающих агрегатов. Алгоритм предусматривает возможность выбора оптимального состава агрегатов. При этом учитывается вывод агрегатов в ремонт и из ремонта, пусковые расходы топлива, ограничения по скорости набора мощности на ТЭС (от 15 до 35% рабочей мощности в час).
4. Использование заданных расходов энергоносителя путем подбора коэффициентов Лагранжа.

**Условия оптимальности суточного режима.** Целью оптимизации суточного режима энергообъединений является расчет нагрузок  $(n + 1)$  электростанций, при которых для каждого часа суток суммарные издержки на топливо будут минимальны:

$$\Phi = \sum_{i=0}^n c_i B_i(P_i) = \text{мин}, \quad (\text{IX-3})$$

где  $i$  — индексы ТЭС,  $c_i$  — цена условного топлива на  $i$ -й ТЭС (для ГЭС и ТЭС, работающих с заданным расходом энергоносителя, вместо  $c_i$  вводятся множители Лагранжа  $\alpha$  так же, как и для ГЭС).

При минимизации издержек на топливо должны быть учтены ограничения в форме неравенств, которые накладываются на нагрузки всех электростанций,

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad (i = 0, \dots, n), \quad (\text{IX-4})$$

а также линий электропередачи

$$P_l^{\min} \leq P_l \leq P_l^{\max} \quad (l = 1, \dots, r). \quad (\text{IX-5})$$

Если из всех электростанций (групп) выделить балансирующую (с индексом «0»), то условие баланса активной мощности в системе примет вид:

$$P_0 = P_{\Sigma} + \pi - \sum_{i=1}^n P_i. \quad (\text{IX-6})$$

Оптимизация производится для каждого часа суток градиентным методом с исключением на каждом шаге итерации переменных, вышедших за допустимые пределы. Ограничения, наложенные на  $P_0$  и  $P_i$ , учитываются штрафными функциями (§ III-1):

$\Psi_0$  — для балансирующей станции (группы);

$\Psi_l$  — для линии электропередачи.

Функция Лагранжа с учетом штрафных функций примет вид:

$$\Phi = \sum_{i=0}^n c_i B_i(P_i) + \Psi_0 + \sum_{l=1}^r \Psi_l + \lambda \left( P_0 - P_{\Sigma} - \pi + \sum_{i=1}^n P_i \right). \quad (\text{IX-7})$$

Условие оптимальности режима найдем, дифференцируя (IX-7) по всем независимым переменным  $P_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ) и приравнявая частные производные  $\varphi_i = \partial\Phi/\partial P_i$  нулю.

Производные  $\varphi_i$  являются составляющими вектора градиента функции  $\Phi$  и вычисляются на каждом шаге.

Дифференцируя  $\Phi$  по  $P_i$  и  $P_0$ , найдем:

$$\varphi_i = c_i b_i + \sum_{l=1}^r \frac{\partial \Psi_l}{\partial P_i} k_{li} + \lambda(1 - \sigma_i) = 0, \quad (\text{IX-8})$$

$$\varphi_0 = c_0 b_0 + \frac{\partial \Psi_0}{\partial P_0} + \lambda(1 - \sigma_0) = 0, \quad (\text{IX-9})$$

где  $k_{li} = \frac{\partial P_l}{\partial P_i}$  — коэффициент распределения нагрузки  $i$ -й станции на  $l$ -ю линию электропередачи, т. е. изменение нагрузки  $l$ -й линии при изменении нагрузки  $i$ -й станции на единицу мощности. Исключив из этих выражений  $\lambda$ , получим:

$$\varphi_i = \left( c_i b_i + \sum_{l=1}^r \frac{\partial \Psi_l}{\partial P_i} k_{li} \right) (1 - \sigma_0) - \left( c_0 b_0 + \frac{\partial \Psi_0}{\partial P_0} \right) (1 - \sigma_i) = 0. \quad (\text{IX-10})$$

При приближении к оптимуму производная  $\varphi_i$  стремится к нулю.

В (IX-10)  $\sigma_0$  не будет равна нулю, если в состав балансирующей генераторной группы помимо электростанции, находящейся в балансирующем узле сети, будут входить и другие электростанции.

При расчете мелкие электростанции объединяются в генераторные группы, для которых рассчитываются эквивалентные ХОП. Построение эквивалентных ХОП производится при условии оптимального распределения нагрузки между станциями генераторной группы с учетом потерь в сети.

В сложных энергосистемах группы станций, для которых строятся эквивалентные характеристики, связаны с другими группами или энергосистемами линиями электропередачи, присоединенными в нескольких точках основной сети энергосистемы. При этом относительный прирост генераторной группы с учетом потерь в сети зависит не только от нагрузки группы, но и от нагрузок других групп. Поэтому эквивалентную ХОП генераторной группы целесообразно представить в виде основной нелинейной части, определяемой при некоторых постоянных значениях нагрузок групп, и поправки на изменение нагрузок остальных групп:

$$b_i = f(P_i) + \sum_j \Delta b_j. \quad (\text{IX-11})$$

Поправка  $\Delta b_i$  рассчитывается по формуле

$$\Delta b_i = (\delta_{0j} + \delta_j P_j) (P_{j\text{расч}} - P_{j\text{тек}}), \quad (\text{IX-12})$$

где  $P_{j\text{расч}}$  — нагрузка  $j$ -й генераторной группы, принятая в качестве исходной при расчете нелинейной части характеристики;  $P_{j\text{тек}}$  — фактическое (текущее) значение нагрузки этого объекта, определяемое в процессе оптимизации режима ОЭС;  $\delta_{0j}$  и  $\delta_j$  — коэффициенты, вычисляемые при расчетах эквивалентной характеристики.

В выражение (IX-10) входят зависящие от режима величины  $\sigma_i$  и  $P_i$ , которые заранее рассчитывать нельзя. Они вычисляются с помощью эквивалентных ХОП в ходе итерационного процесса в зависимости от активной мощности, а также от суммарной активной нагрузки энергосистемы по формулам:

$$\sigma_i = \sum_d \delta_{id} P_d + \sum_f \delta_{if} P_f + \delta_{i0}, \quad (\text{IX-13})$$

$$P_i = \sum_d k_{id} P_d + \sum_f k_{if} P_f + k_{i0}. \quad (\text{IX-14})$$

Здесь индекс  $d$  относится к генераторным, а  $f$  — к нагрузочным группам.

Линеаризованные выражения (IX-13) и (IX-14) можно использовать в тех случаях, когда режим системы далек от пределов статической устойчивости. В противном случае необходимо вводить поправки к относительным приростам, снижающие величину перетока мощности.

**Анализ итерационного процесса.** Начальные значения  $P_i^0$  (нулевое приближение) для каждого часа принимаются по результатам расчета для предыдущего часа. По найденным на предыдущем шаге итерации значениям нагрузок  $P_i^k$  и ХОП станций (групп) находим значения  $b_i$ . По (IX-13) и (IX-14) вычисляем  $\sigma_i^k$  и  $P_i^k$ , а по (IX-10) — составляющие вектора градиента  $\varphi_i$ .

Если  $P_i^k$  выходит за допустимые пределы, то расчетное значение мощности принимается равным нарушенному пределу. Если нарушаются ограничения (IX-4) для  $P_0$  или (IX-5), то в (IX-10) вводится соответствующее значение производной штрафной функции.

После вычисления  $\varphi_i$  производится шаг оптимизации, состоящий в определении изменений независимых переменных  $\Delta P_i^k$  по формуле:

$$\Delta P_i^k = -\mu_i H^k (\varphi_i^k - \varphi_{\text{ср}}^k) \quad (i = 1, \dots, n), \quad (\text{IX-15})$$

Таблица 37. Случай расчета при разрывной ХОП

Случай	$b_i$	$P_i^{k+1}$	Расчетная нагрузка
1	$b_i'$	$< P_i^k$	$P_i^{k+1}$
2	$b_i'$	$> P_i^k$	(переход к $b_i''$ )
3	$b_i''$	$> P_i^k$	$P_i^{k+1}$
4	$b_i''$	$< P_i^k$	$P_i^{k+1} = P_i^k$

где  $\mu_i$  — масштабный коэффициент,

$$\mu_i = \frac{\sum_{i=1}^n \varphi_i^k}{n+1}.$$

Введение  $\varphi_i^k - \varphi_{\text{ср}}^k$  и переменного множителя  $H^k$ , корректируемого в процессе итерации, значительно ускоряет сходимость итерационного процесса.

Нагрузка станции  $i$  после  $k$  шагов (в начале  $(k+1)$ -го шага) итерации:

$$P_i^{k+1} = P_i^k + \Delta P_i^k.$$

Итерация ведется до тех пор, пока не будет выполнено условие:

$$|\varphi_i| \leq \varepsilon_a,$$

где  $\varepsilon_a$  — заранее заданная малая величина допустимой погрешности.

В алгоритме предусмотрена возможность учета разрывов непрерывности ХОП, иллюстрирующаяся табл. 37 для случая, когда значение  $P_i^k$ , полученное на предыдущем шаге итерации, находится в точке разрыва.

Если при расчете по меньшему значению ОПРТ в точке разрыва  $b_i'$  новое значение  $P_i^{k+1}$  меньше предыдущего (случай 1), то это значение запоминается и используется в дальнейших расчетах. Если же  $P_i^{k+1}$  окажется больше  $P_i^k$  (случай 2), то делается новый расчет нагрузки  $P_i^{k+1}$  при  $b_i$ , равном большему значению в точке разрыва  $b_i^k$  (случай 3). В том случае, когда  $P_i^{k+1} > P_i^k$ , принимается это новое значение (как и в случае 1). Если  $P_i^{k+1} < P_i^k$ , то значение  $P_i^{k+1}$  принимается равным  $P_i^k$  до следующего шага.

Если исходное значение  $P_i^k$  находится не в точке разрыва, то после расчета  $P_i^{k+1}$  проверяется, не находятся ли между  $P_i^k$  и  $P_i^{k+1}$  точки разрыва. Если да, то  $P_i^{k+1}$  принимается равной мощности в ближайшей точке разрыва. Разрывные участки ХОП балансирующей ТЭС аппроксимируются наклонными участками так, чтобы получить неразрывную ХОП.

**Учет ограничений вида неравенств.** В случае нарушения ограни-

чений вида неравенств используются штрафные функции (см. § III-1):

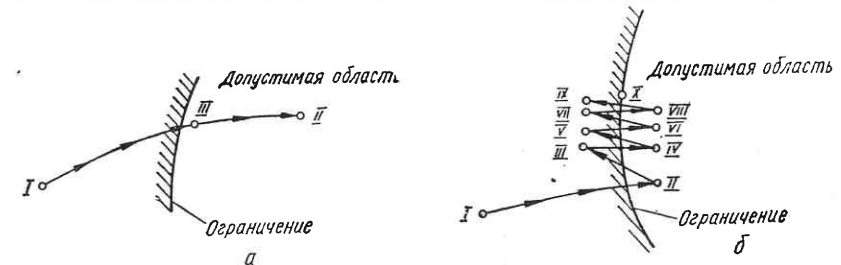
$$\Psi_j = \frac{\alpha}{2} (P_j - \bar{P}_j)^2 = \frac{\alpha}{2} \rho_j^2, \quad (\text{IX-16})$$

где  $\bar{P}_j$  — нарушенный предел,  $\rho_j$  — величина отклонения независимой переменной от предела,  $\alpha$  — коэффициент; индекс  $j$  обозначает 0 или  $l$  ( $l = 1, \dots, n$ ).

При этом к частной производной целевой функции по независимой переменной добавляется слагаемое:

$$\frac{\partial \Psi_j}{\partial P_i} = \frac{\partial \Psi_j}{\partial \rho_j} \cdot \frac{\partial \rho_j}{\partial P_i} = \alpha \rho_j \frac{\partial \rho_j}{\partial P_i}. \quad (\text{IX-17})$$

Здесь  $\bar{P}_j$  — любой вид ограничений по мощности агрегатов ТЭС или ГЭС, по пропускной способности линий электропередачи и т. п.;  $P_i$  —



IX.5. Иллюстрация спуска отображающей точки к оптимуму, находящемуся внутри (а) или на границе (б) допустимой области:

I — исходная точка, II и X — точки оптимума.

нагрузка того или иного агрегата или станции. Таким образом, частная производная  $\frac{\partial P_i}{\partial P_i}$  определяет влияние нагрузки  $P_i$  на переменную величину  $P_j$ . Недостатком такого способа учета ограничений является то, что  $\frac{\partial \Psi_j}{\partial P_i} \neq 0$  только в том случае, когда  $\rho_j \neq 0$ . Поэтому, если решение находится на границе допустимой области, то ограничение  $\bar{P}_j$  нарушается обязательно. Действительно, рассмотрим два случая.

1). Решение (точка II) находится внутри допустимой области (рис. IX.5, а) в координатах независимых переменных.

В этом случае траектория вне допустимой области от исходной точки I будет определяться градиентом с учетом штрафной функции. Как только отображающая точка попадает в допустимую область (точка III), штрафная функция примет нулевое значение и дальнейшее движение будет осуществляться по антиградиенту целевой функции без учета штрафной функции.

2). Решение (точка X) находится на границе допустимой области (рис. IX.5, б). В этом случае отображающая точка, благодаря наличию штрафной функции, быстро попадает в допустимую область (точка II), но в стороне от решения — точки X. Как только отображающая точка попадает в допустимую область, штрафная функция станет равной нулю и при последующем движении точка выйдет из допустимой области, но несколько ближе к решению.



Таким образом, совершая колебательные движения, отображающая точка приблизится к решению, однако всегда с некоторым нарушением ограничения. Увеличением коэффициента  $\alpha$  величину этого нарушения можно сделать сколь угодно малой, но при этом замедляется сходимость процесса.

Циклы оптимизации повторяются до выполнения неравенства:

$$|\rho_j| \leq \varepsilon_P \quad (j = 1, \dots, n),$$

где  $\varepsilon_P$  задается заранее.

При определении наивыгоднейшего состава работающего оборудования критерием выгодности остановки агрегата на  $i$ -й станции при снижении нагрузки (или пуска при подъеме нагрузки) является выполнение упрощенного условия (§ V-6):

$$B_3 = \Delta B_i - \Delta P_i \frac{b'_i + b''_i}{2} - \frac{B_{\text{пуск}}}{\tau} = 0. \quad (\text{IX-18})$$

Здесь  $\Delta P_i$  — снижение нагрузки  $i$ -й станции в случае остановки агрегата при постоянном относительном приросте системы  $b'_i$ ;  $\Delta B_i$  — соответствующее снижение часового расхода топлива на  $i$ -й станции;  $\tau$  — ожидаемое время простоя;  $b'_i$  и  $b''_i$  — относительные приросты до и после остановки. При учете потерь в сети

$$b_i = \lambda(1 - \sigma_i).$$

Если  $B_3 > 0$ , то агрегат останавливается,  $B_3 < 0$  — остается в работе (пускается из резерва). Пусть  $\frac{b'_i + b''_i}{2} = b_{i\text{ср}}$ . Если  $\tau$  известно, то можно построить характеристики  $B_3 = f(b)$  для каждого агрегата заранее по программе расчета ХОП станции. По ним можно найти  $b_{\text{крит}}$ , определяющее выгодность пуска или остановки агрегата.

Учет заданного расхода энергоносителя. Для выбора коэффициентов  $\alpha_i$  подставляем в (IX-10) вместо значений  $c_i$  известные из предыдущего ( $k-1$ )-го шага итерации значения  $\alpha_i^k$ . Произведя последовательно расчеты для каждого часа, оптимизируем суточный режим и определяем суточный расход энергоносителя (например, воды ГЭС)  $W_i^k$  и его отклонения от заданного:

$$\Delta W_i^k = W_i^k - \bar{W}_i^k. \quad (\text{IX-19})$$

Для устранения отклонений необходимо уменьшить  $\alpha_i^k$  для тех ГЭС, у которых  $\Delta W_i^k > 0$ , и увеличить, если  $\Delta W_i^k < 0$ . Шаги итерации повторяются, пока не будет достигнуто условие  $\Delta W_i^k = 0$  с заданной точностью.

Порядок расчета суточного режима в целом. Блок-схема программы расчета одного часа приведена на рис. IX. 6.

Для расчета необходима следующая входная информация: расходные характеристики станций  $B_i(P_i)$ , интервалы изменения нагрузок станций и линий электропередачи, цены топлива  $c_i$ , график нагрузки системы  $P_\Sigma(t)$ , коэффициенты распределения нагрузок  $k_{il}$ ,

коэффициенты  $\alpha_i$  для расчета поправок  $\Delta b_j$ , а также коэффициенты штрафных функций  $\alpha$ . Блоки выполняют следующие операции:

I — определение новых значений нагрузок станций по вычисленным на предыдущем шаге итерации нагрузкам станций  $P_i$  и изменениям нагрузок  $\Delta P_i$ .

II — определение по (IX-14) нагрузок линий.

III — определение по (IX-11) и (IX-12) ОПРТ станций (генераторных групп) и поправок к ним.

IV — определение по (IX-13) относительных приростов потерь мощности в сети и поправок к ним.

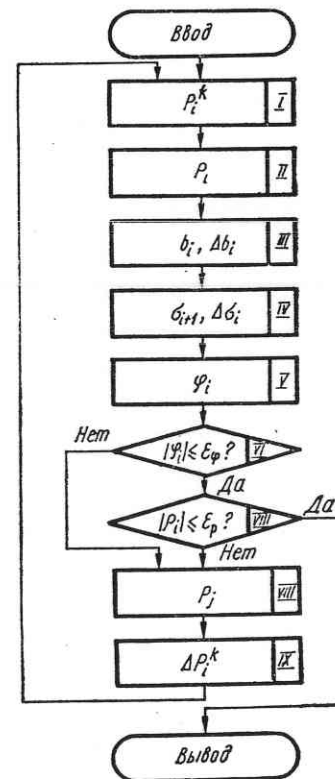
V — определение составляющих вектора градиента целевой функции (IX-10).

VI — проверка величины составляющей вектора градиента. Если она меньше наперед заданной величины  $\varepsilon$ , то производится проверка ограничений (блок VII), если нет, то вычисляется величина шага оптимизации (блок IX).

VII — проверка выполнения условий ограничения. Если условия выполняются, то процесс окончен, если какое-либо ограничение нарушено, то переход к блоку VIII.

VIII — приравнивание мощности нарушенному пределу при нарушении ограничения.

IX.6. Блок-схема алгоритма оптимизации суточного режима энергосистемы градиентным методом.



IX — вычисление по (IX-15) величины шага оптимизации и переход к блоку I.

Такие расчеты производятся для каждого часа суток.

### § IX-3. Выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования

Применение метода динамического программирования. Задан суточный график нагрузки ТЭС  $P_\Sigma(t)$ , расходные  $B_i(P_i)$  и пусковые  $B_{in}(\tau)$  характеристики агрегатов (§ V-6).

Требуется для каждого момента времени определить такой состав работающих агрегатов, при котором минимизируется суммарный расход топлива всей ТЭС за планируемый период.

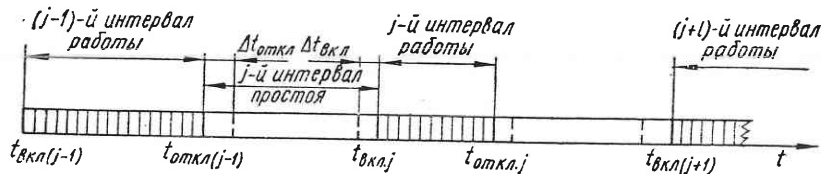
Описываемый ниже алгоритм разработан ОЭК Молдавской ССР под руководством докт. техн. наук В. Г. Журавлева.

Для решения задачи используется итерационный процесс, состоящий из трех этапов.

1. Выбор состава работающих агрегатов без учета пусковых расходов.

Этот этап сводится к задаче распределения нагрузки между агрегатами и решается методом динамического программирования (§ VIII-2), причем считается, что допустимая нагрузка агрегатов может изменяться от нуля (а не от минимальной) до максимальной, но ее значениям в пределах  $0 < P_i < P_{i\text{мин}}$  соответствует расход топлива  $B_i = \infty$ , т. е. нагрузки в этом диапазоне недопустимы.

На этом этапе определяются значения мощностей агрегатов в каждый момент времени. Если  $P_i = 0$ , то агрегат в данный момент должен быть отключен.



IX.7. Интервалы работы и простоя агрегата.

2. Определение моментов включения и отключения агрегатов с учетом пусковых расходов.

Рассмотрим  $j$ -й интервал простоя ( $t_{i\text{от}}, t_{i\text{вкл}}$ )  $i$ -го агрегата (рис. IX.7). Если уменьшить этот интервал, т. е. сделать его равным  $(t_{i\text{от}} + \Delta t_{i\text{от}}, t_{i\text{вкл}} - \Delta t_{i\text{вкл}})$ , то пусковые расходы уменьшатся вследствие уменьшения простоя, а также несколько уменьшится расход топлива на выработку электроэнергии в системе (за счет уменьшения ОПРТ в часы работы агрегата), но увеличится расход топлива на холостой ход за счет работы агрегата в интервалах  $(t_{i\text{от}}, t_{i\text{от}} + \Delta t_{i\text{от}})$  и  $(t_{i\text{вкл}} - \Delta t_{i\text{вкл}}, t_{i\text{вкл}})$ .

Общее изменение расхода топлива:

$$\Delta B_{ij} = B_{i\text{п}}(t_{i\text{вкл}} - t_{i\text{от}}) - B_{i\text{п}}[(t_{i\text{вкл}} - \Delta t_{i\text{вкл}}) - (t_{i\text{от}} + \Delta t_{i\text{от}})] - \Delta B_{i\text{выр}}(\Delta t_{i\text{от}}) + \Delta B_{i\text{выр}}(\Delta t_{i\text{вкл}}), \quad (\text{IX-20})$$

где два последних слагаемых — изменение расхода топлива работающих агрегатов. Оптимальными будут такие границы интервала простоя, при которых снижение общего расхода топлива максимально; но

$$\text{макс } \Delta B_{ij} = \min_{\Delta t_{i\text{от}}, \Delta t_{i\text{вкл}}} \{ \Delta B_{i\text{п}} [(t_{i\text{вкл}} - \Delta t_{i\text{вкл}}) - (t_{i\text{от}} + \Delta t_{i\text{от}})] + \Delta B_{i\text{выр}}(\Delta t_{i\text{от}}) + \Delta B_{i\text{выр}}(\Delta t_{i\text{вкл}}) \}. \quad (\text{IX-21})$$

Если обозначить  $\Delta t_{i\text{вкл}} + \Delta t_{i\text{от}} = \Delta t_{ij}$ , то при его фиксированном значении нахождение максимума функции  $\Delta B_{ij}$  равносильно определению минимума функции одной переменной  $\Delta t_{i\text{от}}$ :

$$\Delta B'_{i\text{п}} = \Delta B_{ij}(\Delta t_{i\text{от}}) + \Delta B_{ij}(\Delta t_{i\text{вкл}}) = \Delta B_{ij}(\Delta t_{i\text{от}}) + \Delta B_{ij}(\Delta t_{ij} - \Delta t_{i\text{от}}). \quad (\text{IX-22})$$

Поиск экстремума (IX-22) также производится методом динамического программирования.

При пуске агрегатов из холодного состояния пусковые расходы не зависят от длительности простоя и на этом этапе в расчет не вводятся.

3. Учет влияния последующего режима нагрузки энергосистемы на выбор состава оборудования. После того, как определены оптимальные моменты отключения и включения агрегатов ( $t_{i\text{от}}, t_{i\text{вкл}}$ ), нужно проверить целесообразность работы каждого из них на каждом интервале времени. Поэтому для каждого рабочего интервала ( $t_{i\text{вкл}}, t_{i,j+1\text{от}}$ ) необходимо проверить:

а) выгодно ли не включать  $i$ -й агрегат в данном интервале ( $t_{i\text{вкл}}, t_{i,j+1\text{от}}$ ), оставляя при этом остальной состав агрегатов неизменным;

б) выгодно ли заменить  $i$ -й агрегат в данном интервале ( $t_{i\text{вкл}}, t_{i,j+1\text{от}}$ ) какими-либо другими агрегатами.

Если в результате таких проверок оказалось выгодным запретить работу  $i$ -го агрегата в  $j$ -м интервале, то, возвращаясь ко второму этапу решения задачи, следует уточнить границы нового интервала простоя ( $t_{i\text{от}}, t_{i,j+1\text{вкл}}$ ) и повторно рассмотреть целесообразность запрета работы  $i$ -го агрегата в предыдущем рабочем интервале.

Таким образом, на первом шаге итерации находятся моменты пусков и остановок каждого агрегата. Для ускорения расчета агрегаты рассматриваются в порядке убывания их мощности.

Второй и последующие шаги итерации начинаются с определения моментов включения и отключения самого мощного агрегата при фиксированных состояниях остальных, определенных в конце предыдущего шага.

В конце каждого шага итерации определяется суммарный расход топлива в системе. Процесс прекращается, когда расходы топлива на  $s$ -м и  $(s-1)$ -м шагах итерации мало отличаются, т. е.

$$|B_s - B_{s-1}| \leq \epsilon_B.$$

Блок-схема алгоритма вычислений по описанному методу показана на рис. IX.8. Блоки выполняют следующие операции:

I — ввод исходной информации: расходные  $B_i(P_i)$  и пусковые  $B_{i\text{п}}(\tau)$  характеристики агрегатов, суточный график нагрузки  $P_{\Sigma}(t)$  и допустимые интервалы изменения нагрузок агрегатов  $P_{i\text{мин}}$  и  $P_{i\text{макс}}$ ;

II — распределение нагрузки и выбор состава агрегатов для каждого часа без учета пусковых характеристик (§ VIII-2);

III — выбор очередного агрегата в порядке убывания их номинальной мощности;

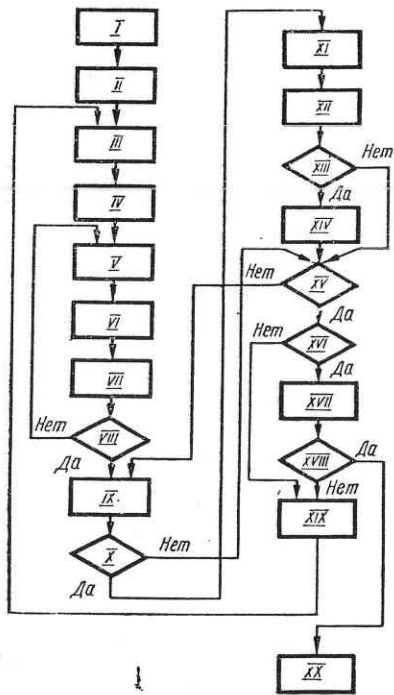
IV — выявление интервалов работы и простоя агрегатов (этим кончается первый этап расчета);

V — выделение очередного  $j$ -го интервала простоя  $i$ -го агрегата;

VI — вычисление  $\text{макс } \Delta B_{ij}$  и соответствующих ему  $\Delta t_{i\text{от}}$  и  $\Delta t_{i\text{вкл}}$ ;

VII — изменение состава агрегатов в соответствии с найденными  $\Delta t_{i\text{от}}$  и  $\Delta t_{i\text{вкл}}$ ;

VIII — проверка просмотра всех интервалов простоя  $i$ -го агрегата (этим оканчивается второй этап расчета);  
 IX — выделение очередного  $j$ -го интервала работы  $i$ -го агрегата;  
 X — проверка возможности исключения  $i$ -го агрегата из работы в данном интервале по балансу мощности. Если можно исключить, то осуществляется переход к блоку XI, если нет, то переход к следующему интервалу работы (блок XV).



IX.8. Блок-схема алгоритма выбора наиболее выгодного состава работающего оборудования методом динамического программирования с учетом пусковых характеристик.

XI — исключение агрегата из состава работающих и поиск нового оптимального состава агрегатов (из оставшихся после исключения  $i$ -го агрегата);

XII — вычисление изменения расхода топлива  $\Delta B_{ij}$  при работе данного состава;

XIII — проверка условия  $\Delta B_{ij} > 0$ ;

XIV — запоминание рассмотренного состава;

XV — проверка просмотра всех интервалов работы  $i$ -го агрегата;

XVI — проверка просмотра всех агрегатов;

XVII — вычисление расхода топлива  $B_s$  на  $s$ -м шаге итерации;

XVIII — проверка условия  $|B_s - B_{s-1}| \leq \epsilon_B$ ;

XIX — запоминание рассмотренного состава;

XX — печать найденного состава агрегатов.

**Понятие о методе ветвей и границ.** Метод ветвей и границ, предложенный Лэндом и Дойгом в 1960 г., заключается в следующем. Необходимо минимизировать функцию

$$y = f(x),$$

где  $x$  — в общем случае  $n$ -мерный вектор.

На решение накладывается ряд ограничений, так что совокупность возможных решений образует некоторое множество  $Q$ , к которому принадлежит  $x$ .

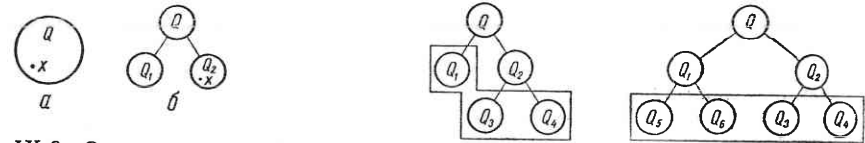
Допустим, что можно найти точную нижнюю границу функции  $f(x)$  на множестве  $Q$  и на любом его подмножестве  $Q_1 \subset Q$ . Часто вместо точной нижней границы, вычисление которой обычно сложно, выбирают некоторое аппроксимирующее эту функцию выражение, дающее заведомо меньшие значения при тех же аргументах (по возможности эта разница должна быть наименьшей). Такое аппроксимирующее выражение назовем *оценочной функцией*.

Если обозначить точную нижнюю границу или оценочную функцию для целевой функции  $f = f(x)$  на некотором подмножестве  $Q_i$  через  $\zeta(Q_i)$ , то очевидно:

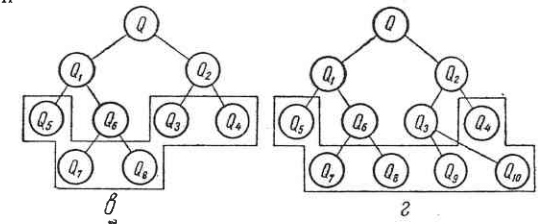
$$\zeta(Q) \leq f(x) \text{ для } x \in Q_i.$$

Если разбить (разветвить) множество решений  $Q$  некоторым способом на  $n$  непересекающихся подмножеств  $Q_i$ , вычислить нижние границы  $\zeta(Q_i)$  для всех подмножеств  $Q_i$  и найти такой вектор  $x \in Q_j$  ( $1 \leq j \leq n$ ), что

$$f(x) = \zeta(Q_j) \leq \zeta(Q_i), \quad i = 1, \dots, n,$$



IX.9. Окончание процесса решения при равенстве значений целевой функции и нижней границы.



IX.10. Процесс ветвления.

то вектор  $x$  будет искомым решением. На рис. IX.9, а приведен случай, когда  $f(x) = \zeta(Q)$ , а на рис. IX.9, б —  $f(x) = \zeta(Q_2)$ . Если такой вектор  $x$  не найден, то следует выбрать наиболее перспективное для дальнейшего разбиения подмножеств  $Q_j$ , у которого нижняя граница  $\zeta(Q_j)$  наименьшая. Добавляя к нему все неразветвленные на предыдущем шаге подмножества, находим такое  $x$ , что  $f(x) = \zeta(Q_s)$ , или выбираем снова наиболее перспективное подмножество для разветвления. Как показано на рис. IX.10, а, после первого разветвления множества  $Q$  нельзя найти такого  $x$ , что  $f(x) = \zeta(Q_i)$ . Так как  $\zeta(Q_2) < \zeta(Q_1)$ , то  $Q_2$  — перспективное подмножество и оно разветвляется. Из подмножеств  $Q_1, Q_3, Q_4$  наименьшей нижней границей обладает  $Q_1$  и разветвляется (рис. IX.10, б). На рис. IX.10, в и г показаны следующие ветвления. Рамками выделены те подмножества, среди которых разыскивается перспективное.

Процесс прекращается:

1) если найден вектор  $x$  такой, что  $f(x) = \zeta(Q_j)$ , где  $Q_j \subset Q$ . В процессе ветвления может получиться подмножество  $Q_j$ , состоящее из одного вектора — решения;

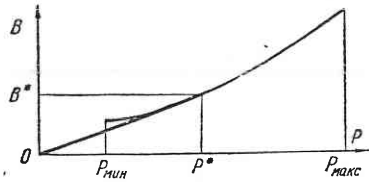
2) если  $|f(x) - \zeta(Q_j)| \leq \epsilon$ , где  $\epsilon$  — заданная точность решения, а  $x \in Q_j$ .

Основные трудности применения метода ветвей и границ заключаются в нахождении способов вычисления точной нижней границы  $f(x)$  (оценки) и ветвления.

В настоящее время нет каких-либо общих указаний на этот счет. Можно только сказать, что способ вычисления нижней границы (оценки) и способ ветвления часто определяются спецификой задачи.

Метод ветвей и границ имеет некоторые преимущества перед динамическим программированием, так как не требуется аддитивность целевой функции, а также для целого ряда задач значительно уменьшается объем вычислений.

В то же время применение его, как и метода динамического программирования, дает возможность определить наименьшее (наибольшее) значение целевой функции в области изменения аргументов.



IX.11. Построение выпуклой огибающей расходной характеристики.

**Применение метода ветвей и границ.**

При использовании метода ветвей и границ основная трудность заключается в нахождении нижней границы минимизируемого функционала и способа ветвления допустимого множества решений. Применительно к задаче выбора наилучшего состава работающего оборудования А. И. Лазебник предложил

эти операции выполнять следующим образом. Задачу выбора состава оборудования можно свести к задаче распределения нагрузки между агрегатами, расходные характеристики которых  $B_j(P_j)$  дополняются точкой

$$B_j = 0 \quad \text{при} \quad P_j = 0,$$

т. е.

$$B_j(P_j) = \begin{cases} 0 & \text{при} \quad P_j = 0, \\ B_j(P_j) & \text{при} \quad P_{j\text{мин}} \leq P_j \leq P_{j\text{макс}}. \end{cases} \quad (\text{IX-23})$$

Однако решение задачи распределения нагрузки между агрегатами с расходными характеристиками вида (IX-23) усложняется за счет разрывности характеристик.

Заменим каждую из таких характеристик наибольшей выпуклой функцией  $\beta_j(P_j)$ , заданной на отрезке  $0 \leq P_j \leq P_{j\text{макс}}$ , удовлетворяющей условию

$$\beta_j(P_j) \leq B_j(P_j) \quad (\text{IX-24})$$

при  $P_j = 0$  и  $P_{j\text{мин}} \leq P_j \leq P_{j\text{макс}}$  и называемой *выпуклой огибающей*.

С этой целью проведем из начала координат касательную к расходной характеристике, как показано на рис. IX.11. Уравнение этой касательной

$$B_j = \frac{B_j^*}{P_j^*} P_j,$$

где  $P_j^*$  и  $B_j^*$  — координаты точки касания. Тогда

$$\beta_j(P_j) = \begin{cases} \frac{B_j^*}{P_j^*} P_j & \text{при} \quad 0 \leq P_j \leq P_j^*, \\ B_j(P_j) & \text{при} \quad P_j^* \leq P_j \leq P_{j\text{макс}} \end{cases} \quad (\text{IX-25})$$

представляет собою уравнение выпуклой огибающей расходной характеристики.

Рассмотрим вспомогательную задачу, заключающуюся в минимизации функции вектора  $\bar{P}$ :

$$F_0(\bar{P}) = \sum_{j=1}^n \beta_j(P_j) \quad (\text{IX-26})$$

при ограничениях

$$\sum_{j=1}^n P_j = P_{\Sigma}, \quad (\text{IX-27})$$

$$0 \leq P_j \leq P_{j\text{макс}}^* \quad (\text{IX-28})$$

Это обычная задача распределения нагрузки между агрегатами при фиксированном составе оборудования. Пусть вектор  $\bar{P}^0 = (P_1^0, \dots, P_n^0)$  — ее решение.

При подстановке вектора  $\bar{P}^0$  в выражение (IX-26) получим минимальное значение функции:

$$\min_{\bar{P}} F_0(\bar{P}) = F_0(\bar{P}^0). \quad (\text{IX-29})$$

Покажем, что  $F_0$  может служить нижней границей значений целевой функции (расхода топлива). Действительно, пусть  $P = (P_1, \dots, P_n)$  — любое распределение нагрузки между агрегатами в предположении, что  $P_{j\text{мин}} \leq P_j \leq P_{j\text{макс}}$  или  $P_j = 0$ . Тогда в соответствии с (IX-24)

$$F(\bar{P}) = \sum_{j=1}^n B_j(P_j) \geq \sum_{j=1}^n \beta_j(P_j) = F_0(\bar{P}) \geq F_0(\bar{P}^0), \quad (\text{IX-30})$$

т. е.

$$F(\bar{P}) \geq F_0(\bar{P}^0). \quad (\text{IX-31})$$

Неравенство (IX-31) справедливо и для оптимального сочетания  $\bar{P}^*$  распределения нагрузок:

$$F(\bar{P}^*_{\text{опт}}) \geq F_0(\bar{P}^0).$$

Таким образом, построена нижняя граница значений минимизируемого функционала.

Рассмотрим теперь оптимальное решение  $\bar{P}^0$  вспомогательной задачи. Разделим все агрегаты в соответствии с этим решением на три группы:

- 1) агрегаты, для которых  $P_j^0 = 0$ ;

2) агрегаты, для которых значению оптимальной нагрузки соответствует криволинейный участок выпуклой огибающей характеристики  $P_j^* \leq P_j^0 \leq P_{j\text{макс}}$ ;

3) агрегаты, для которых оптимальной нагрузке соответствует прямолинейный участок (касательная)  $0 < P_j^0 < P_j^*$ . Для агрегатов первых двух групп

$$B_j(P_j^0) = \beta_j(P_j^0), \quad (\text{IX-32})$$

так как в данной задаче начало координат считается принадлежащим к расходной характеристике. При этом расход топлива определяется криволинейным участком выпуклой огибающей.

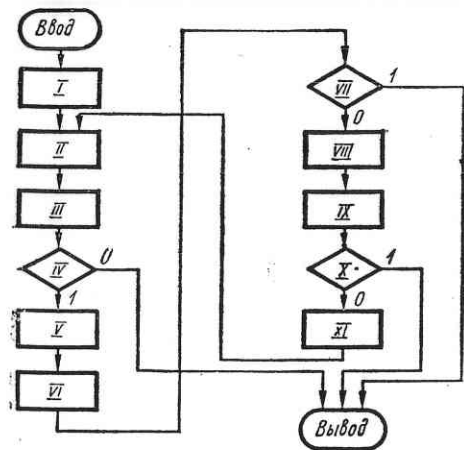
Для третьей группы может быть два случая:

1)  $0 < P_j^0 < P_{j\text{мин}}$ , т. е.  $P_j^0$  недопустимо;

2)  $P_{j\text{мин}} \leq P_j^0 \leq P_j^*$ , т. е.  $B_j(P_j^0) > \beta_j(P_j^0)$ .

В первом случае расход топлива определяется прямолинейным участком выпуклой огибающей слева от точки  $P_{j\text{мин}}$ , а во втором — прямолинейным участком между точкой  $P_{j\text{мин}}$  и точкой касания  $P_j^*$ .

Так как в третьей группе могут находиться только агрегаты с



IX.12. Блок-схема алгоритма выбора оптимального состава работающего оборудования методом ветвей и границ.

одинаковым наклоном линейного участка  $\beta_j(P_j)$  (условие равенства относительных приростов), то без изменения значения целевой функции (суммарного расхода топлива) нагрузку между ними можно перераспределить так, что в этой группе останется не более одного агрегата, а остальные перейдут в первую или вторую группу.

Если в третьей группе не останется ни одного агрегата, то

$$B_j(\bar{P}_j^0) = \beta_j(P_j^0)$$

и решением задачи будет вектор  $\bar{P}_j^0$ .

Если  $i$ -й агрегат окажется в третьей группе, то производим ветвление множества решений  $Q_0$  на два подмножества:

$Q_1$  —  $i$ -й агрегат обязательно отключен,

$Q_2$  —  $i$ -й агрегат обязательно включен.

Для определения нижних границ этих подмножеств решаем две вспомогательные задачи с целевыми функциями:

$$F_1(\bar{P}) = \sum_{j=1}^n B_{1j}(P_j) \quad (\text{IX-33})$$

и

$$F_2(\bar{P}) = \sum_{j=1}^n B_{2j}(P_j), \quad (\text{IX-34})$$

для первой из которых положим, что  $i$ -й агрегат обязательно отключен, а для второй — что обязательно включен, и при распределении нагрузки пользуемся его действительной расходной характеристикой (а не огибающей) с учетом ограничений  $P_{i\text{мин}} \leq P_i \leq P_{i\text{макс}}$ .

Для остальных агрегатов, состояние которых (включен или отключен) не фиксировано на предыдущих этапах, расходные характеристики заменяем выпуклыми огибающими  $\beta_j(P_j)$ .

Пусть векторы нагрузок  $\bar{P}_1$  и  $\bar{P}_2$  являются решениями этих задач, минимизирующими нижние границы целевых функций (IX-33) и (IX-34).

Допустим, что  $F_1(\bar{P}_1) < F_2(\bar{P}_2)$ . Тогда очевидно, что подмножество  $Q_2$  можно уже не разветвлять, т. е. при этом допущении  $i$ -й агрегат должен быть отключен, а при обратном  $|F_1 > F_2|$  — включен. Далее необходимо снова перераспределить нагрузку между агрегатами, но  $i$ -й агрегат при  $F_1 < F_2$  уже должен входить в первую группу, а при  $F_1 > F_2$  — во вторую, и выделив  $s$ -й агрегат, разбить по нему  $Q_2$  на два подмножества  $Q_3$  и  $Q_4$ , как показано на рис. IX.9, а. В дальнейшем таким образом будет жестко определена принадлежность части агрегатов к первой или второй группам, а части — к свободно выбираемым.

Процесс решения заканчивается на некотором этапе, когда получится одно сочетание агрегатов, для которого целевая функция имеет значения, определяемые наименьшей нижней границей на этом этапе.

Для ускорения решения можно ограничиться определением сочетания агрегатов, для которого разность между значением целевой функции и ее нижней границей для некоторого подмножества  $Q_i$  не превышает некоторой допустимой величины  $\varepsilon_B$ , т. е.

$$\left| \sum_{j=1}^n B_j(\bar{P}_j) - F_{i\text{мин}} \right| \leq \varepsilon_B. \quad (\text{IX-35})$$

Алгоритм решения задачи этим методом показан в виде блок-схемы (рис. IX.12), блоки которой выполняют следующие операции:

I — построение выпуклых огибающих расходных характеристик  $\beta_j(P_j)$  ( $j = 1, \dots, n$ ) по исходным характеристикам  $B_j(P_j)$  ( $j = 1, \dots, n$ );

II — распределение нагрузки между агрегатами перспективного подмножества по выпуклым огибающим  $\beta_j(P_j)$ . При первом обращении к этому блоку за перспективное подмножество  $Q_k$  принимается множество всех агрегатов —  $Q_0$ , в дальнейшем — перспективное подмножество поступает из блока XI;

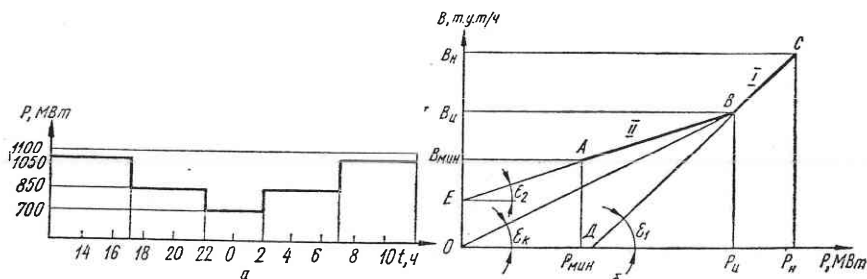
III — перераспределение нагрузки так, чтобы в третьей группе находилось не более одного агрегата;

IV — определение количества агрегатов в третьей группе. Если третья группа оказалась пустой, то расчет окончен и печатается



оптимальный состав (выход «0» из блока). Если же в третьей группе оказался один агрегат, то расчет продолжается (выход «1» из блока). Перспективное подмножество  $Q_k$  разветвлено на два подмножества:  $Q_{k+1}$  —  $i$ -й блок, попавший в третью группу, работает и  $Q_{k+2}$  —  $i$ -й блок, попавший в третью группу, не работает;

V — распределение нагрузки между агрегатами по исходным расходным характеристикам при работе  $i$ -го агрегата.



IX.13. Суточный график нагрузки станции (а); расходная характеристика блока и построение выпуклой огибающей (б).

VI — определение расхода топлива по исходным характеристикам

$$F_{k+1} = \sum_{j=1}^n B_j(P_j)$$

и по выпуклым огибающим

$$f_{k+1} = \sum_{j=1}^n \beta_j(P_j)$$

при распределении нагрузки, найденном в блоке V;

VII — если неравенство

$$|f_{k+1} - F_{k+1}| \leq \varepsilon_B$$

выполняется, то расчет окончен и печатается оптимальный состав (выход «1» из блока), если же это неравенство не выполняется, то расчет продолжается (выход «0» из блока);

VIII — аналогично блоку V, только  $i$ -й агрегат не работает;

IX — аналогично блоку VI:

$$F_{k+2} = \sum_{j=1}^n B_j(P_j),$$

$$f_{k+2} = \sum_{j=1}^n \beta_j(P_j),$$

но при распределении нагрузки, найденном в блоке VIII;

X — аналогично блоку VII.

XI — при входе в этот блок перспективное подмножество  $Q_k$  разбито на два подмножества —  $Q_{k+1}$  ( $i$ -й агрегат включен) и  $Q_{k+2}$  ( $i$ -й агрегат отключен). Выбирается наименьшая нижняя граница под-

множеств  $Q_{k+1}$ ,  $Q_{k+2}$  и всех неразветвленных подмножеств. Например, для этапа решения, показанного на рис. IX.10, а, нужно сравнивать нижние границы  $Q_1$ ,  $Q_3$ ,  $Q_4$ . Подмножество с наименьшей границей и будет перспективным, оно направляется в блок II.

Пример. На рис. IX.13, а изображен идеализированный суточный график нагрузки электростанции, на которой установлены 4 энергоблока мощностью по 200 МВт и 2 энергоблока по 150 МВт. Требуется определить наиболее выгодный состав работающих агрегатов для каждого момента времени.

Расходные характеристики аппроксимируются ломаной линией ABC (рис. IX.13, б) с одной точкой излома. В связи с таким представ-

Таблица 38. Параметры расходных характеристик блоков

№ блоков	$P_{i\max}$	$\varepsilon_{1i}$	$\varepsilon_{2i}$	$\varepsilon_{ki}$	$P_i^0$	$B_{ni}$	$B_{ni}$	$P_{i\min}$
	МВт	т. у. т. МВт·ч	т. у. т. МВт·ч	т. у. т. МВт·ч	МВт	т. у. т. ч	т. у. т. ч	МВт
1	200	0,320	0,280	0,310	173	53,6	61,95	100
2	200	0,315	0,300	0,285	173	51,9	60,0	100
3	200	0,305	0,290	0,295	173	50,2	58,4	100
4	200	0,330	0,300	0,320	173	55,4	64,3	100
5	150	0,340	0,325	0,330	124	41,0	49,85	75
6	150	0,350	0,330	0,335	124	42,7	51,8	75

лением характеристик нагрузки между блоками можно распределить в порядке возрастания относительных приростов.

Параметры расходных характеристик блоков сведены в табл. 38.

В соответствии с описанной выше методикой необходимо достроить расходные характеристики. К ломаной ABC нельзя провести касательную, однако для решения задачи достаточно из начала координат  $O$  провести прямую так, чтобы она имела не менее одной общей точки с ломаной ABC и лежала ниже ее. Такой прямой будет  $OB$ , а выпуклой огибающей расходной характеристики будет  $OBC$ . В табл. 38  $\varepsilon_k$  — ОПРТ, соответствующий достроенной части расходной характеристики.

Найдем распределение нагрузки для  $P_{\Sigma 1} = 1050$  МВт. Расчет по выпуклым огибающим характеристик дает следующие нагрузки: (200, 200, 200, 200, 126, 124). Так как ни один блок не входит в третью группу, то этот состав и будет наиболее выгодным, т. е. включены все блоки (так как их нагрузки больше величин, соответствующих точке «касания» достроенной прямой к исходной характеристике).

Для  $P_{\Sigma 2} = 850$  МВт находим распределение нагрузки по выпуклым огибающим характеристик и определяем суммарный расход топлива для комбинации:

$$Q_1(200; 200; 200; 200; 50; 0) 261,15.$$

Число, стоящее за скобкой, указывает часовой расход топлива.

В комбинации  $Q_1$  блок № 5 попадает в третью группу, так как его нагрузка  $P_5 < P_5^0$ , т. е.  $50 \text{ МВт} < 124 \text{ МВт}$ .

Делаем по нему ветвление:

$$Q_2(200; 200; 200; 200; 0; 50) 261,4;$$

$$Q_3(200; 200; 200; 175; 75; 0) 261,16.$$

В комбинации  $Q_2$  блок № 5 отключен, а в  $Q_3$  — включен и находится в первой группе, имея минимальную нагрузку 75 МВт.

Так как расход топлива для комбинации  $Q_3$  меньше, чем для  $Q_2$ , то комбинация  $Q_3$  является перспективной. Поэтому фиксируем блок № 5 в третьей группе и распределяем нагрузку по исходным характеристикам.

Распределение нагрузки дает:

$$(200; 200; 200; 126; 124; 0).$$

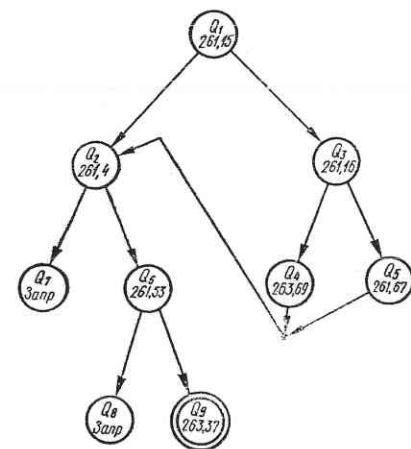
Блок № 4 находится в третьей группе, делаем по нему ветвление:

$$Q_4(200; 200; 200; 0;$$

$$150; 100) 263,69;$$

$$Q_5(200; 200; 200; 126; 124; 0) 261,67,$$

т. е. рассматриваем случай его отключения (комбинация  $Q_4$ ) или работы с минимальной нагрузкой (комбинация  $Q_5$ ).



IX.14. Граф-схема решения задачи.

Так как расход топлива для  $Q_4$  и  $Q_5$  больше, чем для  $Q_2$ , то необходимо возвратиться к комбинации  $Q_2$ . Так как в третьей группе находится блок № 6, то по нему можно сделать ветвление:

$$Q_6(200; 200; 200; 175; 0; 75) 262,31,$$

где включен блок № 6. Комбинация  $Q_7$ , где блок № 6 отключен, запрещена, так как сумма максимальных мощностей включенных блоков ( $200 + 200 + 200 + 200 = 800 \text{ МВт}$ ) меньше требуемой нагрузки (850 МВт).

Для комбинации  $Q_6$ , в которой блок № 5 обязательно отключен, а № 6 — включен, распределение нагрузки дает:

$$(200; 200; 200; 126; 0; 124).$$

Ветвление по блоку № 4, находящемуся в третьей группе, дает комбинации  $Q_8$  и  $Q_9$ . В  $Q_8$  блок № 4 отключен и эта комбинация запрещена, а в  $Q_9$  (200; 200; 200; 126; 0; 124) 263,37 блок № 4 включен и для нее фиксированы состояния трех блоков: № 4 — включен, № 5 — отключен, № 6 — включен. Распределение нагрузки для  $Q_9$  по исходным характеристикам дает:

$$(173; 180; 200; 173; 0; 124).$$

Так как в третьей группе нет ни одного блока, то решение задачи для данной нагрузки оканчивается. Итак, нагрузку  $P_{\Sigma 2} = 850 \text{ МВт}$  целесообразно покрывать с отключенным блоком № 5. Граф-схема решения задачи приведена на рис. IX.14. Совершенно аналогично при  $P_{\Sigma 3} = 700 \text{ МВт}$  получим, что должны быть отключены блоки № 5 и 6. Оценим целесообразность отключения блока № 6 при нагрузке 700 МВт. Если включить блок № 6, то суммарный расход топлива будет  $216,4 \text{ т. у. т./ч}$ , тогда как при наивыгоднейшем составе — только  $215,8 \text{ т. у. т./ч}$ , т. е. часовая экономия составит  $0,6 \text{ т. у. т./ч}$ . Так как длительность ночного провала нагрузок четыре часа, то экономия топлива за счет выбора наивыгоднейшего состава  $\Delta B_1 = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ т. у. т.}$

Пересчитав данные, приведенные на рис. V. 11 для блока мощностью 200 МВт, получим при простое, равном четырем часам, затраты на пуск  $\Delta B_2 = 12 \text{ т. у. т.}$ , т. е. останавливать блок № 6 на четыре часа нецелесообразно.

#### § IX.4. Оптимальное планирование капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций

В энергетике принята система плано-предупредительного ремонта оборудования, основным принципом которой является проведение ремонтных мероприятий в соответствии с установленными нормами межремонтного периода, а не в зависимости от технического состояния оборудования<sup>1</sup>. В соответствии с этими нормами определяются агрегаты, капитальный ремонт которых должен быть проведен в планируемом году.

Моменты остановки агрегатов на капитальный ремонт и вывода из него должны координироваться как в масштабах Единой энергосистемы страны, так и в масштабах энергообъединений и энергосистем.

Разработка графика капитальных ремонтов агрегатов (блоков) сводится к следующему. На рис. IX.15 фигура, расположенная между кривыми  $P_{\text{уст}}$  и  $P_{\text{макс}}(t)$ , называется *ремонтной площадкой*.

$P_{\text{уст}}$  — график изменения установленной мощности с учетом ожидаемого ввода в строй нового оборудования, а также сезонных изменений располагаемой мощности ГЭС; сезонные снижения располагаемой мощности ГЭС образуют ремонтный резерв для ремонта гидроагрегатов.

$P_{\text{макс}}(t)$  — годовой график максимальных нагрузок с учетом всех видов резервов, кроме ремонтного.

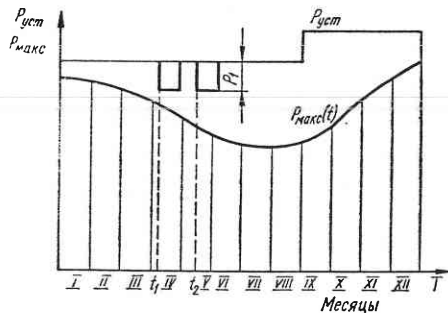
Если представить капитальный ремонт агрегата в виде прямоугольника с длиной, равной длительности ремонта  $\tau$ , а высотой — равной номинальной мощности  $P_1$ , то составление графика сводится к размещению прямоугольников всех запланированных ремонтов в пределах

<sup>1</sup> Увеличение межремонтного периода для какого-либо агрегата (котла, турбины или энергоблока в целом) возможно только по разрешению руководства РЭУ после обследования состояния агрегата.

ремонтной площадки с учетом некоторых ограничений, описанных ниже.

Выбор графика капитальных ремонтов основного оборудования ТЭС оказывает влияние на следующие технико-экономические показатели: а) годовой расход топлива в системе; б) надежность энергоснабжения; в) стоимость проведения капитальных ремонтов, возрастающую при увеличении межремонтного периода.

Следовательно, разработка графиков капитальных ремонтов является оптимизационной задачей, внедрение решений которой может принести ощутимый экономический эффект.



IX.15. К постановке задачи оптимизации графика капитальных ремонтов.

выполнения планы ремонтов могут корректироваться вследствие изменения ситуации (например, изменение сроков ввода новых мощностей, аварии мощного оборудования, хорошее техническое состояние агрегатов, ремонт которых запланирован, и т. д.).

Следующей задачей является сетевое планирование и управление ремонтом каждого агрегата, что позволяет сократить длительность ремонтов и снизить затраты трудовых и материальных ресурсов. Эта задача решается оперативно по мере подготовки и проведения каждого из запланированных ремонтов.

При остановке на ремонт любого агрегата повышается (при той же нагрузке системы) общесистемный относительный прирост (рис. V.12). Поэтому наименьший перерасход топлива в системе будет при проведении ремонтов в периоды минимальных нагрузок.

Если учесть возможность улучшения экономических характеристик энергоблока в результате проведения ремонта, то может оказаться выгодным сдвинуть момент остановки блока на ремонт ближе к началу года.

При остановке энергоблока на ремонт не в намеченный момент времени  $t_2$ , а раньше, в момент  $t_1$ , экономия топлива вследствие улучшения экономических характеристик будет:

$$\Delta B = \int_{t_1}^{t_2} P(t) \cdot \Delta_0 \cdot \delta(P) dt, \quad (IX-36)$$

где  $P(t)$  — нагрузка блока в интервале  $[t_1, t_2]$ , найденная из условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между отремонтирован-

ными агрегатами;  $\Delta_0$  — относительное снижение после ремонта удельного расхода топлива  $\delta(P)$ .

График ремонтов влияет и на надежность энергоснабжения. Действительно, если по двум вариантам графика ремонтов в какой-либо момент времени остановлены на ремонт различные комбинации агрегатов, то и математическое ожидание дефицита мощности в данный момент времени будет различным.

**Оптимизация графика капитальных ремонтов основного оборудования энергосистемы методом динамического программирования.** Пусть заданы: ремонтная площадка энергосистемы, расходные характеристики всех агрегатов и их коэффициенты готовности, список агрегатов, ремонт которых нужно запланировать, ожидаемые после-ремонтные расходные характеристики и коэффициенты готовности, зависимости стоимости ремонтов от длительности межремонтного периода, цены топлива, величина удельного ущерба потребителя и количество ремонтного персонала.

Необходимо рассчитать график капитальных ремонтов  $\bar{\Gamma}$ , который минимизировал бы целевую функцию  $F(\bar{\Gamma})$ , учитывающую затраты на топливо и ремонт, а также ущерб потребителя:

$$F(\bar{\Gamma}) = Z_{\tau} + Z_p + Y_n. \quad (IX-37)$$

На график  $\bar{\Gamma}$  накладываются следующие ограничения:

- 1) все необходимые ремонты должны быть запланированы и при этом единственный раз (единственность ремонтов);
- 2) суммарная мощность одновременно ремонтируемых агрегатов в любой момент времени не должна быть больше высоты ремонтной площадки в тот же момент времени (баланс по мощности);
- 3) суммарная потребная численность ремонтного персонала в любой момент времени не должна превышать суммарной численности ремонтного персонала в энергосистеме;
- 4) график ремонтов должен учитывать некоторые запрещенные комбинации одновременной остановки агрегатов на ремонт (из условий устойчивости параллельной работы генераторов, ограничений пере-токов по межсистемным линиям, необходимости работы тепловых энергоблоков, способных участвовать в покрытии суточных колебаний нагрузки в период паводка и т. д.);
- 5) график ремонтов должен учитывать заранее заданные фиксированные даты начала ремонта некоторых агрегатов.

Для применения динамического программирования процесс расчета графика капитальных ремонтов удобно представить в виде ряда стадий, каждой из которых соответствует временной интервал (декада, неделя, пятидневка и т. д.), на которые разбивается планируемый период.

Процесс планирования графиков ремонтов заключается в распределении суммарной площади, равной сумме площадей прямоугольников-ремонтов, по ремонтной площадке, минимизирующей целевую функцию (IX-37) с учетом всех ограничений. Для того чтобы иметь возможность размещать на ремонтной площадке прямоугольники,

соответствующие ремонтам агрегатов различной мощности, целесообразно ввести *расчетную площадку*, высота которой равна наибольшему общему делителю  $\Delta P$  номинальных мощностей ремонтируемых агрегатов, а основание — длительности стадии  $\Delta T$ . Тогда при решении задачи планирования ремонтов необходимо найти такое размещение расчетных площадок равной высоты на  $N$  стадиях равной длительности, которое даст минимум целевой функции (IX-37).

За вход стадии (рис. VIII.4) целесообразно принять сумму площадей ремонтов, размещенных на ремонтной площадке до наступления стадии, а за выход — сумму площадей ремонтов, размещенных на ремонтной площадке до наступления стадии и на ней. Решением на стадии будет сумма площадей ремонтов, размещенных на ней, т. е. решение равно разности выхода и входа.

Вход начальной стадии при движении от конца к началу года равен нулю, а выход конечной стадии равен сумме площадей всех прямоугольников-ремонтов. При этом начало и конец ремонтов соответствуют календарному ходу времени.

Издержки на  $j$ -й стадии  $R_j$  равны сумме издержек на топливо, ущерба потребителя  $Y_j$  и стоимости проведения ремонтов  $Z_{pj}$ :

$$R_j = \sum_{i=1}^n c_i \int_0^{\Delta T} B_i(P_{ij}(t)) dt + \int_0^{\Delta T} Y_j(t) dt + Z_{pj}, \quad (IX-38)$$

где  $c_i$  — цена топлива  $i$ -го агрегата;  $B_i$  — расход топлива  $i$ -м агрегатом;  $P_{ij}$  — зависимость нагрузки  $i$ -го агрегата на стадии  $j$  от времени при оптимальном распределении нагрузки между работающими агрегатами;  $n$  — число агрегатов в системе.

Тогда целевая функция примет вид:

$$F = \sum_{j=1}^n R_j. \quad (IX-39)$$

Если обозначить вход стадии  $j$  через  $y_j$ , решение на стадии — через  $d_j$  (§ VIII-2), а минимум целевой функции за  $j$  стадий через  $F_j$ , то уравнения динамического программирования будут иметь вид:

$$F_j = \min_{d_j} \{R_j(d_j) + F_{j-1}(y_{j-1})\}, \quad (IX-40)$$

$$F_1 = R_1(d_1), \quad j = 1, \dots, N, \quad (IX-41)$$

где  $N$  — число стадий.

Уравнения (IX-40) и (IX-41) решаются итерационными методами (§ VIII-2). Рассматривая  $j$ -ю стадию, намечаем номера (и, соответственно, мощности) агрегатов, ремонт которых может быть произведен на этой стадии. Их суммарная мощность, деленная на  $\Delta P$ , дает решение на этой стадии для рассматриваемого варианта плана на ней. Переходя с  $(j-1)$ -й стадии на  $j$ -ю и далее на  $(j+1)$ -ю, необходимо рассмотреть «стыковку» планов этих стадий, т. е. возможность продол-

жения или завершения начатых ремонтов. Для формализации этого процесса целесообразно ввести два вектора.

1. Вектор состояний  $\bar{K}_j$ , компоненты которого могут принимать одно из трех значений:

$$K_{ij} \begin{cases} 0 & \text{— если } i\text{-й блок на } j\text{-й стадии находится в ремонте,} \\ 1 & \text{— если } i\text{-й блок отремонтирован до } j\text{-й стадии (при обратном} \\ & \text{движении),} \\ -1 & \text{— если } i\text{-й блок будет отремонтирован после } j\text{-й стадии} \\ & \text{(при обратном движении).} \end{cases}$$

2. Вектор сдвигов ремонтов  $\bar{S}_j$  размерности  $n$ , компоненты которого показывают, сколько стадий после стадии  $j$  блок с номером  $i$  будет находиться в ремонте.

Таблица 39. Применение векторов  $\bar{K}_j$  и  $\bar{S}_j$

Векторы	Номера стадий											
	$N$	$N-1$	...	$j+2$	$j+1$	$i$	$i-1$	$j-2$	$j-3$	...	2	1
	Ремонт $i$ -го агрегата											
$K$	+1	+1	...	+1	0	0	0	0	-1	...	-1	-1
$S$	-	-	...	-	3	2	1	0	-	...	-	-

Применение этих векторов иллюстрируется табл. 39. С помощью вектора сдвига  $\bar{S}_j$  можно определить номера стадий, на которых начинаются ремонты агрегатов, находящихся в ремонте на стадии  $j$ :

$$u_{ij} = j + \frac{\tau_i}{\Delta T} - S_{ij} - 1. \quad (IX-42)$$

Если  $K_{ij} \neq 0$ , то значения  $S_{ij}$  в расчете не участвуют.

Результатом расчета на стадии  $j$  будет таблица вариантов оптимальных планов от стадии  $j$  до начальной стадии. Оптимальный план для  $j$  стадий (от  $j$  до 1) будет определен единственным образом, если для каждого блока будет указан номер стадии  $u_{ij}$ , на которой начинается его ремонт. Здесь нужно рассмотреть три случая:

1) если ремонт блока  $i$  запланирован раньше рассматриваемой стадии  $j$ , то

$$u_{ij} < j;$$

2) если блок  $i$  на стадии  $j$  находится в ремонте, то, как вытекает из (IX-42),

$$u_{ij} \geq j;$$

3) если ремонт блока не запланирован до стадии  $j$  и не находится в ремонте на этой стадии, то  $u_{ij}$  нужно присписать какое-либо значение

$u^*$ , большее  $N$  (например, если  $\Delta T$  равно одной неделе, число стадий равно 52, то  $u^*$  достаточно взять большим 52).

Таким образом, после рассмотрения  $j$ -й стадии мы получим таблицу оптимальных планов. Каждая строка таблицы соответствует одному оптимальному плану, которому, в свою очередь, соответствует своя сумма площадей ремонтов, лежащих до стадии  $j$  и на ней, а также значение целевой функции  $F_j$ .

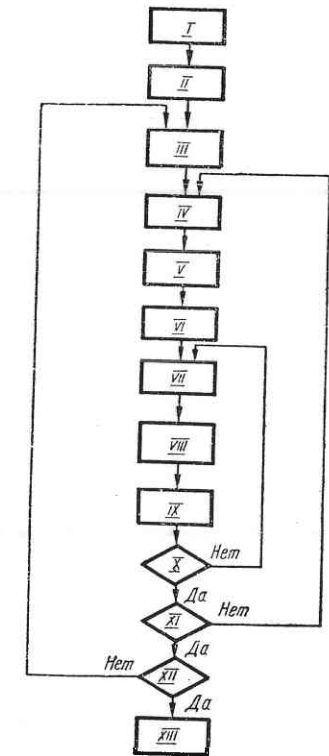
Кроме того, наряду с основной таблицей надо иметь еще вспомогательную, которая включает те же данные, что и основная, но на стадии  $(j + 1)$ . Для каждой пары  $\bar{K}_{j+1}, \bar{S}_{j+1}$  определяем решение  $d_{j+1}$  и проверяем возможность стыковки с соответствующей строкой основной таблицы, т. е. проверяем непрерывность и единственность ремонтов. Если стыковка возможна, то сумму значений целевой функции на  $(j + 1)$ -й стадии и целевой функции в основной таблице сравниваем со значением целевой функции в вспомогательной таблице. Если эта сумма меньше, то корректируется строка вспомогательной таблицы.

После просмотра всех пар  $\bar{K}_{j+1}, \bar{S}_{j+1}$  вспомогательная таблица становится основной и строится вспомогательная таблица для  $(j + 2)$ -й стадии.

После рассмотрения конечной стадии в последней строке основной таблицы будет записан оптимальный план ремонтов — даты начала ремонтов всех блоков.

Блок-схема алгоритма показана на рис. IX.16. Блоки выполняют следующие операции:

- I — ввод исходной информации, перечисленной в начале данного пункта;
- II — начало просмотра стадий;
- III — составление очередного вектора состояний. При этом проверяются ограничения 1—5. Если какое-либо ограничение нарушается, то осуществляется переход к следующему вектору состояний (внутри данного блока);
- IV — определение расходных характеристик (доремонтных или послеремонтных) по вектору состояний  $\bar{K}_j$ ;
- V — определение расхода топлива на стадии (распределение нагрузки осуществляется также методом динамического программирования);
- VI — определение математического ожидания дефицита мощности для данной стадии  $j$  и вектора состояний  $\bar{K}_j$ ;



IX.16. Блок-схема алгоритма оптимизации графика капитальных ремонтов методом динамического программирования.

состояний. При этом проверяются ограничения 1—5. Если какое-либо ограничение нарушается, то осуществляется переход к следующему вектору состояний (внутри данного блока);

IV — определение расходных характеристик (доремонтных или послеремонтных) по вектору состояний  $\bar{K}_j$ ;

V — определение расхода топлива на стадии (распределение нагрузки осуществляется также методом динамического программирования);

VI — определение математического ожидания дефицита мощности для данной стадии  $j$  и вектора состояний  $\bar{K}_j$ ;

VII — выбор очередного вектора сдвигов;

VIII — определение стоимости проведения ремонтов для тех агрегатов, ремонт которых оканчивается на данной стадии ( $S_{ij} = 0$ );

IX — блок оптимизации. Здесь осуществляется перебор всех векторов состояний  $\bar{K}_j$  и сдвигов  $\bar{S}_j$  и стыковка с планами для стадии  $(j - 1)$ ;

X — проверка просмотра всех векторов сдвигов  $\bar{S}_j$ . Если все вектора  $\bar{S}_j$  испытаны, то переход к следующему вектору состояний, если он существует;

XI — проверка просмотра всех векторов состояний  $\bar{K}_j$ . Если все вектора  $\bar{K}_j$  испытаны, то переход на следующую стадию (блок XII), если нет, то на первый вектор сдвигов следующего вектора состояний (блок III);

XII — проверка просмотра всех стадий. Если все стадии просмотрены, то окончание алгоритма (блок XIII), если нет, то переход на блок II, где вырабатывается первый вектор состояний для рассматриваемой стадии;

XIII — печать оптимального плана ремонтов и окончание работы алгоритма.

### § IX-5. Оптимизация режимов работы распределительных сетей

**Выбор точек разреза резервируемых линий.** Оптимизация режимов работы распределительных электрических сетей в первую очередь преследует цели снижения потерь мощности и энергии в элементах сети и повышения качества электрической энергии, доставляемой потребителям, при обеспечении необходимого уровня надежности электроснабжения.

Одним из основных способов снижения потерь мощности в разомкнутых резервируемых распределительных сетях 6—10 кВ является правильный выбор точек разреза.

Как известно, большинство распределительных сетей эксплуатируется по разомкнутым петлевым схемам при наличии резервных перемычек. Положение точек разреза сети оказывает влияние на величину потерь мощности как в распределительной сети 6—10 кВ, так и в питающей сети 35—110 кВ. Наименьшая величина потерь мощности соответствует осуществлению разрезов контуров на тех участках, где потоки мощности были бы минимальными в случае замыкания условной схемы с активными сопротивлениями.

Изменение положения точек разреза может осуществляться только дискретно (при переходе от одной подстанции к другой). Поэтому величина суммарных потерь мощности изменяется также дискретно и для оптимизации режима следует применять дискретные методы.

При решении задачи оптимизации режима сложно-распределительной сети целевой функцией является суммарная величина потерь мощности в распределительной и питающей сетях и в связывающих их трансформаторах. Положения точек разреза контуров рассматриваются как управления.



Необходимость учета потерь в питающей сети требует совместного рассмотрения режимов всех элементов сетей обоих напряжений и исключает возможность независимой, поочередной оптимизации положения точек разреза в каждом контуре. Таким образом, при решении задачи рассматривается многомерное пространство, в котором значения независимых (варьируемых) координат — точек разреза — определяют величину целевой функции. Каждому возможному состоянию схемы сети соответствует определенная точка многомерного пространства.

При оптимизации используется метод дискретного спуска, т. е. направленного поиска оптимального состояния объекта.

Соответствующим выбором траектории спуска можно достигнуть точки пространства, которой соответствует минимум целевой функции, и дальнейший спуск окажется невозможным.

При решении задачи без каких-либо ограничений, как правило, удается достигнуть глобального минимума. При наличии достаточно жестких ограничений можно попасть в область локальных минимумов, и для выхода из этой области потребуются проведение дополнительных расчетов.

Алгоритм, разработанный в КПИ под руководством профессора В. Г. Холмского, реализован в виде программ для ЭЦВМ. При этом предусмотрена возможность использования метода поиска наиболее эффективного шага и наиболее эффективной координаты.

Метод определения эффективного шага заключается в последовательном выборе той из точек разреза, изменение положения которой всего на один шаг в наибольшей степени уменьшает значение целевой функции (величину суммарных потерь мощности).

При применении метода наиболее эффективной координаты также определяется точка разреза, изменение положения которой дает наибольший эффект, но она перемещается в контуре до тех пор, пока не будет достигнуто относительно оптимальное ее положение.

В этом случае удается выявить и расположить все переключки по их значимости и сократить время расчета на ЭЦВМ.

Программа расчета осуществляет последовательный перебор положений точек разреза во всех контурах сети 6—10 кВ. После окончания одного цикла перебора всех контуров начинается новый цикл. Циклические переборы прекращаются тогда, когда изменение положения точек разреза не приводит к уменьшению значения целевой функции.

Нагрузки подстанций при расчете оптимального режима задаются токами, а коэффициенты мощности всех нагрузок считаются одинаковыми.

Программа, предназначенная для ЭЦВМ М-220, рассчитана на оптимизацию режима сети, имеющей до 4000 узлов, 680 точек разреза и 90 источников питания. Этот объем, достаточный даже для крупных городов, определяется обычным соотношением между числом узлов и разрезов. Имеется возможность учитывать ограничения по величине допустимого тока с использованием метода штрафных функций и фиксировать положение некоторых точек разреза сети по условиям надежности или удобства эксплуатации.

Снижение потерь мощности в результате оптимизации положений точек разрезов сети в среднем составляет 15—20% и приводит к некоторому улучшению режима напряжения. Качество электрической энергии может быть дополнительно улучшено, если при оптимизации положения точек разрезов в качестве целевой функции принять количество электроэнергии, которая потребляется электроприемниками при напряжениях, отличающихся от нормированных. Однако при этом несколько изменяется экономическая эффективность схемы при оптимизированном положении точек разрезов. Алгоритм расчета в этом случае усложняется. Для расчета режимов каждой потребительской подстанции задается один из десяти типов суточных графиков нагрузки активной и реактивной мощности.

Программа осуществляет «просмотр» суточных графиков для различных положений каждой точки разреза и выбирает оптимальное. Далее, как и в предыдущем случае, производится циклический перебор всех точек разреза.

**Оптимизация коэффициентов трансформации сетевых трансформаторов.** Обеспечение качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109—67 является одним из важнейших показателей режима работы распределительных сетей. Нормированные отклонения напряжения на зажимах потребителей электрической энергии, как правило, могут быть достигнуты лишь в результате соответствующего регулирования напряжения в центрах питания и рациональной расстановки ответвлений на сетевых трансформаторах, а в ряде случаев при использовании и местных средств регулирования напряжения.

Задача оптимизации режима напряжения в распределительных сетях с однородными нагрузками (графики нагрузки которых существенно не отличаются друг от друга) не вызывает особых осложнений и может быть решена по предельно допустимым отклонениям напряжения путем рассмотрения двух характерных расчетных режимов — наибольших и наименьших нагрузок. В результате этого определяются закон регулирования напряжения в центрах питания и ответвления на трансформаторах с переключением без возбуждения. С помощью этих средств удается обеспечить предельные допустимые отклонения напряжения у потребителей для большинства распределительных сетей.

В тех случаях, когда возможности регулирования напряжения на шинах центров питания ограничены или его величины заранее заданы, может возникнуть необходимость в применении местных средств регулирования напряжения.

В распределительных сетях, нагрузки которых характеризуются существенной неоднородностью (различием графиков нагрузок), более эффективными оказываются методы расчета оптимального режима, в которых используются интегральные критерии качества напряжения. Условием оптимальности режима напряжения в таких сетях будет поддержание напряжения, близкого к номинальному или к экономичному, в центре тяжести основной массы нагрузок.

В этих случаях надбавки напряжения на сетевых трансформаторах  $\Delta U_T$  определяются по величине средневзвешенной (по потребляемой в течение каждого часа характерных суток электроэнергии  $\mathcal{E}_t$ ) потери напряжения  $\Delta U_{цт}$  от шин центра питания до центра нагрузки:

$$\Delta U_T = \left| \frac{1}{\sum_{t=1}^{24} \mathcal{E}_t} \sum_{t=1}^{24} \Delta U_{цт} \mathcal{E}_t \right|, \% \quad (\text{IX-42})$$

Оптимальный закон регулирования напряжения на шинах центра питания определяется из условия поддержания на его шинах в расчетные периоды времени  $t$  отклонений напряжения  $\Delta U_{пт}$ , равных по величине и обратных по знаку отклонению напряжения в сети, средневзвешенному по мощности  $S_i$  сетевых трансформаторов, подключенных к рассматриваемому центру питания,

$$\Delta U_{пт} = - \frac{1}{\sum_{i=1}^n S_i} \sum_{i=1}^n \Delta U_{цт} S_i, \% \quad (\text{IX-43})$$

Кроме того, осуществляется проверка режима сети по предельно допустимым отклонениям напряжения и определяется количество некачественной электроэнергии.

Метод расчета по интегральным показателям не ограничивает отклонений напряжения у крайних потребителей. Поэтому с целью снижения количества некачественной электроэнергии предусматривается возможность некоторой корректировки ответвлений на сетевых трансформаторах.

Программа позволяет осуществлять оценку и оптимизацию режима напряжения как по предельно допустимым, так и по интегральным показателям качества напряжения. Предельный объем сети — до 1300 узлов, 900 трансформаторных подстанций 6—10/0,4 кВ и 20 источников питания. Имеется возможность вводить до 20 типовых графиков активной и реактивной мощности и осуществлять расчет как при детерминированном, так и при вероятностном задании нагрузок отдельных потребителей.

## ЛИТЕРАТУРА

1. «Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы», утвержденные XXV съездом КПСС.
2. Беллман Р. Динамическое программирование. М., Изд-во иностр. лит., 1960.
3. Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. М., «Энергия», 1976.
4. Богословский А. В., Огородников А. А. Расчет наиболее выгодного режима гидротепловой энергосистемы при ограничениях на ГЭС. — В сб.: Автоматизация энергетики, вып. 4, 1968. (УкрНИИЭТИ).
5. Богословский А. В., Закидальский А. И., Шукайло Е. М. Специализированное устройство для распределения активных нагрузок. — В сб.: Системы и средства автоматизации производств и управления. Научные труды Института автоматики, т. 2, Киев, 1968.
6. Болотов В. В. Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы. М., Изд-во АН СССР, 1947.
7. Бурначян Г. А., Шахвердян С. В. Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС. — «Электрические станции», 1970, № 3.
8. Брук И. С., Маркович И. М., Горушкин В. И., Совалов С. А. Автоматическое распределение активных нагрузок в энергосистеме. — «Электричество», 1949, № 9.
9. Веников В. А., Маркович И. М. Экономическое моделирование режима энергосистемы. — «Энергетика и транспорт», 1965, № 5.
10. Веников Г. В., Строев В. А. Применение математических методов и средств вычислительной техники в проектировании и эксплуатации энергетических систем. М., «Энергия», 1965.
11. Вентцель Е. С. Исследование операций. М., «Советское радио», 1972.
12. Гинзбург С. А., Горнштейн В. М., Совалов С. А. Основные принципы построения вычислительных машин для оперативных расчетов экономического распределения нагрузок в объединенной энергосистеме. — «Электрические станции», 1961, № 5.
13. Горнштейн В. М. Наиболее выгодное распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. М., Госэнергоиздат, 1949.
14. Горнштейн В. М. Методика наиболее выгодного распределения нагрузки между агрегатами ТЭС. — «Электрические станции», 1962, № 8.
15. Горнштейн В. М. Условия оптимального режима энергетической системы при учете режимных ограничений с помощью штрафных функций. — «Электричество», 1965, № 8.
16. Горнштейн В. М. Наиболее выгодные режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах. М., Госэнергоиздат, 1959.
17. Горушкин В. И. Энергетические расчеты с помощью вычислительных машин. М., «Высшая школа», 1965.
18. Дерзский В. Г., Цукерник Л. В. Применение методов статистического моделирования на ЦВМ для оценки влияния погрешности характеристик относительных приростов. — «Электрические станции», 1970, № 7.
19. Зорин В. В., Недин И. В. Выбор оптимальных схем распределительных сетей с учетом надежности при помощи ЭВМ. — В сб.: Опыт проектирования систем электроснабжения городов. М., «Энергия», 1973.

20. Иванов Е. А. Наиболее выгодное распределение нагрузки между агрегатами. — «Электричество», 1930, № 3.
21. Инструкция и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях. (Министерство энергетики и электрификации СССР. Техническое управление по эксплуатации энергосистем.) М., 1966. (БТИ ОРГРЭС).
22. Дополнения к «Инструкции и методическим указаниям по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях». (Министерство энергетики и электрификации СССР. Главное техническое управление.) М., 1971. (СЦНТИэнерго).
23. Инструкция по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанции. (Министерство энергетики и электрификации СССР. Главное техническое управление ОРГРЭС СЦНТИ.) М., 1971. (Информэнерго).
24. Картелишвили Н. А. К общей постановке проблемы оптимизации режимов энергетических систем. — «Энергетика и транспорт», 1962, № 1.
25. Кибернетика электрических систем. Под ред. В. А. Веникова. М., «Высшая школа», 1974.
26. Крутикова В. Е., Маралин В. Г., Синьков В. М. Влияние погрешностей в определении относительных приростов на перерасход топлива. — «Электрические станции», 1960, № 2.
27. Кузин Л. Т. Основы кибернетики. М., «Энергия», 1973.
28. Мадоян А. А. Расчет затрат тепла и электроэнергии при нестационарных режимах котлов высокого давления. Киев, 1964. (ИТИ).
29. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., Госэнергоиздат, 1969.
30. Маркович И. М. Оптимизация режимов энергетических систем. М., 1967. (МЭИ).
31. Маркович И. М. Критерии выгодности останова или пуска агрегатов в энергосистеме. — «Электричество», 1962, № 7.
32. Мельников Н. А. Учет потерь в сети при определении наиболее выгодного режима энергосистемы. — «Электричество», 1960, № 12.
33. Мозговая Э. А., Сорокин В. Б., Яловой В. В., Кульчицкий А. И. Рациональное планирование ремонтов на электростанциях с помощью ЦВМ. — «Электрические станции», 1969, № 2.
34. Огородников А. А. Оптимизация режимов гидротепловой энергосистемы с учетом неустановившегося движения воды в нижнем бьефе ГЭС. — В сб.: Средства и системы автоматизации тепловых электростанций и энергосистем, вып. 6, Киев, 1969. (УкрНИИНТИ).
35. Огородников А. А. Потери энергии, вызванные регулированием режимов работы гидростанций. — «Известия вузов. Энергетика», 1970, № 5.
36. Расчеты наиболее выгодных режимов работы энергосистем. (Главное энергетическое управление при Госплане СССР). М., 1961, (БТИ ОРГРЭС).
37. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М., «Энергия», 1974.
38. Синьков В. М. Об экономических основах распределения нагрузки между электростанциями. — «Электричество», 1947, № 12.
39. Синьков В. М. Наиболее выгодное распределение нагрузки в энергосистеме с учетом экономических характеристик потребителей. — «Известия вузов. Энергетика», 1966, № 5.
40. Синьков В. М. Метод расчета экономического режима ТЭС с учетом изменения давления и температуры пара. — «Электричество», 1965, № 12.
41. Синьков В. М. Наиболее выгодное распределение нагрузки в котельных, работающих на двух видах топлива. Киев, 1966. (ИТИ).
42. Синьков В. М., Заика А. А., Синьков М. В. О критерии выбора наиболее выгодного состава работающего оборудования. — «Электрические станции», 1971, № 10.
43. Синьков В. М., Калиновский Я. А. Алгоритмы планирования оптимальных графиков капитальных ремонтов основного оборудования ТЭС. — В сб.: Автоматизированные системы управления тепловыми электростанциями. М., 1973. (ЦНИИТЭИ приборостроения).
44. Смирнов К. А. Выбор наиболее экономического состава включенных агрегатов — «Электричество», 1962, № 1.

45. Урин В. Д., Кутлер П. П. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем. М., «Энергия», 1974.
46. Тимофеев Б. Б., Мозговая Э. А., Тронько Л. П. Распределение нагрузки между блоками в автоматизированной системе управления электростанцией. «Управляющие системы и машины», 1973, № 3.
47. Фолькман К. Ю. Наиболее выгодное распределение электрической и тепловой нагрузок между агрегатами как основа автоматической оптимизации режима турбинного цеха. — В сб.: Автоматизация энергетики. Киев, 1964. (ИТИ).
48. Холмский В. Г., Щербина Ю. В. Учет ограничений при расчетах режимов электрических систем, обеспечивающих наименьшие потери. — «Электричество», 1962, № 4.
49. Холмский В. Г. Расчет оптимизации режимов электрических сетей. Специальные вопросы. М., «Высшая школа», 1975.
50. Шанин В. П. Газотурбинные установки. Киев, 1963. (ИТИ).
51. Шаханов В. С. Метод и алгоритм вычисления экономического распределения активных нагрузок в сложных гидротепловых энергосистемах на электронных цифровых машинах. — «Энергетика и автоматика», 1960, № 1.
52. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. Под ред. В. А. Веникова. М., «Высшая школа», 1973.

## СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Введение . . . . .	5
Основные условные обозначения . . . . .	7
<b>Глава I. Общие сведения об управлении режимами энергетических систем</b>	
§ I-1. Структура диспетчерского управления энергетическими объединениями . . . . .	9
§ I-2. Задачи оптимального управления энергетическими объединениями . . . . .	12
§ I-3. Основные мероприятия по оптимизации режимов энергообъединений . . . . .	14
§ I-4. Экономия тепла и денежных средств. Наиболее эффективное использование природных ресурсов . . . . .	18
§ I-5. Замечания о математическом аппарате, используемом при решении вопросов оптимального управления . . . . .	20
§ I-6. Понятие об автоматизированных системах управления энергетическими предприятиями . . . . .	21
<b>Глава II. Экономические характеристики основного энергетического оборудования ТЭС</b>	
§ II-1. Эксплуатационные экономические показатели . . . . .	26
§ II-2. Характеристики относительных приростов расхода топлива . . . . .	28
§ II-3. Экономические характеристики котлоагрегатов . . . . .	35
§ II-4. Экономические характеристики турбоагрегатов . . . . .	44
§ II-5. Понятие об экономических характеристиках газотурбинных установок . . . . .	63
§ II-6. Экономические характеристики энергетических блоков и тепловых электрических станций . . . . .	65
§ II-7. Понятие об экономических характеристиках атомных электростанций . . . . .	71
§ II-8. Зависимость перерасхода топлива от погрешности в определении ОПРТ . . . . .	73
<b>Глава III. Оптимизация режимов тепловых электрических станций</b>	
§ III-1. Оптимизация режимов группы параллельно работающих агрегатов . . . . .	78
§ III-2. Оптимизация режимов ТЭС, работающих на нескольких видах топлива . . . . .	84
§ III-3. Оптимальное распределение электрической и тепловых нагрузок между турбоагрегатами с отборами пара . . . . .	99
§ III-4. Учет влияния неэлектрических сетей . . . . .	110
§ III-5. Понятие о влиянии динамических характеристик оборудования на экономичность режимов . . . . .	116
<b>Глава IV. Оптимизация режимов ГЭС и гидротепловых энергосистем</b>	
§ IV-1. Основные понятия о режимах ГЭС . . . . .	117
§ IV-2. Экономические характеристики гидроэлектростанций . . . . .	120
§ IV-3. Характеристики верхнего и нижнего бьефов ГЭС . . . . .	124
§ IV-4. Наивыгоднейшее распределение нагрузки в сложных гидротепловых энергосистемах . . . . .	129
§ IV-5. Расчеты некоторых особых режимов ГЭС . . . . .	136
§ IV-6. Выбор наивыгоднейшего числа работающих гидроагрегатов и распределение нагрузки между ними . . . . .	141
§ IV-7. Оптимизация режимов энергосистем, включающих гидроаккумулирующие электростанции . . . . .	145

## Глава V. Оптимизация режимов энергетических объединений

§ V-1. Наивыгоднейшее распределение активной нагрузки между электростанциями . . . . .	150
§ V-2. Расчет наивыгоднейших режимов работы энергосистемы с учетом реактивной нагрузки . . . . .	154
§ V-3. Определение относительных приростов потерь мощности в электрической сети . . . . .	163
§ V-4. Оптимизация режимов энергосистемы с учетом зависимости нагрузок от напряжения . . . . .	170
§ V-5. Об учете экономических характеристик потребителей при оптимизации распределения нагрузки в энергосистеме . . . . .	173
§ V-6. Основы выбора наивыгоднейшего состава работающего оборудования . . . . .	179

## Глава VI. Оптимизация режимов электрических сетей и систем электроснабжения

§ VI-1. Общие сведения . . . . .	186
§ VI-2. Оптимизация уровня расчетной надежности . . . . .	187
§ VI-3. Повышение напряжения. Оптимизация показателей качества электроэнергии . . . . .	191
§ VI-4. Оптимизация режимов работы многотрансформаторных подстанций . . . . .	194
§ VI-5. Оптимизация режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с однотрансформаторными подстанциями . . . . .	198

## Глава VII. Специализированные устройства для расчета технико-экономических показателей и оптимальных режимов

§ VII-1. Общие сведения о моделирующих устройствах . . . . .	201
§ VII-2. Информация, необходимая для расчета экономических характеристик . . . . .	202
§ VII-3. Краткие сведения о специальных типах датчиков . . . . .	208
§ VII-4. Принципы построения специализированных вычислительных устройств для определения экономических показателей теплоэнергетического оборудования . . . . .	212
§ VII-5. Система автоматического управления режимом энергообъединения по частоте и активной мощности (САУР ЧМ) . . . . .	214
§ VII-6. Основные принципы построения СВУ для экономического распределения активной нагрузки в энергосистемах . . . . .	216
§ VII-7. Методы учета относительного прироста потерь мощности в сети . . . . .	219
§ VII-8. Моделирование экономических характеристик . . . . .	221
§ VII-9. Структурные схемы СВУ для распределения активной нагрузки в сложных гидротепловых системах . . . . .	225

## Глава VIII. Оптимизация режимов эксплуатации тепловых электростанций с применением ЭЦВМ

§ VIII-1. Общие замечания о методах расчетов режимов энергетических систем и ТЭС с применением ЭЦВМ . . . . .	229
§ VIII-2. Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами ТЭС . . . . .	233
§ VIII-3. Распределение активной нагрузки между энергетическими блоками при совместном сжигании двух видов топлива . . . . .	245
§ VIII-4. Оптимальное планирование профилактических ремонтов . . . . .	250
§ VIII-5. Оптимизация режимов вспомогательного оборудования ТЭС . . . . .	252
§ VIII-6. Понятие о применении статистических методов к некоторым задачам оптимизации режимов энергосистем . . . . .	260

## Глава IX. Оптимизация режимов эксплуатации энергосистем с применением ЭЦВМ

§ IX-1. Методы прямого поиска экстремума . . . . .	265
§ IX-2. Расчет оптимальных суточных режимов энергосистемы . . . . .	275
§ IX-3. Выбор наивыгоднейшего состава работающего оборудования . . . . .	281
§ IX-4. Оптимальное планирование капитальных ремонтов основного оборудования тепловых электростанций . . . . .	293
§ IX-5. Оптимизация режимов работы распределительных сетей . . . . .	299

Литература . . . . .	303
----------------------	-----