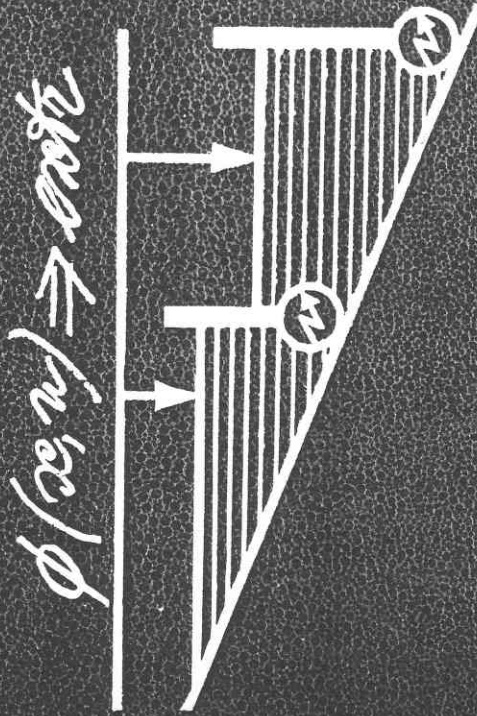


Н.К.Малинин

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Для студентов вузов



Н. К. Малинин

А. П. Малинин

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Гидроэлектростанции»

1985



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1985

621.311.2

ББК 31.5

М 19

УДК 621.311.21:621.221

Рецензенты:

кафедра использования водной энергии Ленинградского
политехнического института имени М. И. Калинина;
доктор техн. наук проф. Е. В. Цветков

189027

ЛЕНИНГРАДСКИЙ
БИБЛИОТЕКА

Малинин Н. К.

М 19 Теоретические основы гидроэнергетики: Учеб-
ник для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1985. —
312 с.: ил.

Рассматриваются различные формы проявления гидроэнергии. Анализируется процесс преобразования энергии на разных типах гидроэнергетических установок (ГЭУ): ГЭС, ГАЭС, НС, ПЭС, энергокомплексы и каскады ГЭУ. Излагаются математические основы методов минимизации потерь энергии на ГЭУ и выбора оптимальных режимов ГЭУ в энергетической и водохозяйственной системах с учетом требований охраны окружающей среды. Приводятся алгоритмы решения различных гидроэнергетических задач и блок-схемы их реализации на ЭВМ. Изложение ведется с использованием системного анализа и методов математического программирования. Для студентов гидроэнергетических и водохозяйственных специальностей вузов.

М 2305010000-443
051(01)-85 230-85

ББК 31.5

© Энергоатомиздат, 1985

50-летию
кафедры гидроэнергетики
посвящается

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние 20—25 лет в гидроэнергетике произошли значительные изменения как по ее содержанию, так и особенно в области методов решения чрезвычайно усложнившихся задач проектирования и эксплуатации различных типов гидроэнергетических установок и их каскадов. Прежде всего это объясняется созданием в стране сложных энергетических и водохозяйственных систем, работающих, как правило, в условиях напряженного водного и топливно-энергетического балансов и как следствие этого повышением требований, предъявляемых к гидроэнергетике как отрасли энергетики, с одной стороны, и технической науке — с другой.

Гидроэнергетика все более стала приближаться к разряду математически строгих технических наук, где все меньшая часть отдается описательным разделам. Этому процессу способствовали указанные выше усложняющиеся требования практики и большие достижения в области использования вычислительной техники и вычислительной математики, позволяющие эффективно решать различные задачи оптимального комплексного использования водных ресурсов с помощью гидроэнергетических установок разного типа с водохранилищами.

Естественно, что рассматриваемые тенденции в гидроэнергетике были своевременно учтены при разработке учебных планов специальности «Гидроэлектротехника», по которой готовятся специалисты широкого профиля, связанные с проектированием и эксплуатацией гидроэнергетических установок различного типа. С этим связано, в частности, выделение в учебном плане трех самостоятельных учебных дисциплин, ранее входивших в общий профилирующий курс «Гидроэнергетика»: «Теоретические основы гидроэнергетики», «Управление режимами и эксплуатация ГЭС» и «Проектирование ГЭС». Целесообразность и необходимость выделения указанных дисциплин в самостоятельные объясняется как высоким современным научным уровнем каждой из них, так и стремлением повысить уровень усвоения студентами специфических вопросов каждой из этих дисциплин. Методическая эффективность этого была подтверждена опытом реализации

подобных учебных планов в Московском энергетическом институте и Новосибирском электротехническом институте в конце 70-х — начале 80-х годов.

Расширение круга и содержания дисциплин, входящих в квалификационную характеристику этой специальности, потребовало изменения и ее названия: до декабря 1979 г. «Гидроэнергетические установки», а сегодня — «Гидроэлектростанции». Логическим завершением естественного процесса современного развития содержания и назначения энергетических специальностей, в том числе и рассматриваемой, явилось создание нового учебного плана и новых типовых программ по всем профилирующим дисциплинам, отвечающим современным требованиям науки и техники. В связи с этим была разработана и новая квалификационная характеристика специальности «Гидроэлектростанции».

Содержание указанной характеристики, а также всех профилирующих дисциплин получило одобрение специалистов в процессе экспертного опроса, проведенного кафедрой гидроэнергетики МЭИ в 1982—1983 гг. по заданию Минвуза СССР.

Существенная переработка учебных планов этой специальности потребовала создания и соответствующих учебников и учебных пособий, отвечающих современному уровню развития гидроэнергетики.

До настоящего времени в гидроэнергетике было принято в основном издание универсальных учебников, охватывающих несколько профилирующих курсов. Подобное построение учебников объяснялось действующими традициями и отражало уровень развития соответствующих дисциплин.

В отличие от предыдущих изданий в гидроэнергетике предлагаемый учебник по своему объему и содержанию соответствует новой программе, разработанной автором для курса «Теоретические основы гидроэнергетики» и утвержденной для специальности «Гидроэлектростанции» в 1983 г.

Предметом учебника является технологический процесс получения, преобразования и использования гидравлической энергии разными типами гидроэнергетических установок (ГЭС, НС, ГАЭС, ПЭС и т. д.) с водохранилищами, работающими в составе энергетических и водохозяйственных систем. В учебнике рассматриваются различные формы гидроэнергии (энергия поверхностного стока, и прежде всего естественных водотоков; энергия приливов-отливов; энергия волн и морских течений и т. д.) и их особенности; методы расчета потенциала гидроэнергии. Проводится анализ энергетических особенностей технологического процесса преобразования энергии на различных типах ГЭС; исследуются энергетические и режимные особенности ГЭС, различающихся по виду регулирования стока, способу создания напора и назначению в народном хозяйстве. Все перечисленные вопросы являются основой проведения различных водноэнергетических расчетов ГЭС для эксплуатации и проектирования. При этом в учебнике под водноэнергетическими расчетами понимаются любые расчеты для ГЭС,

базирующиеся на использовании балансов напора, расхода, мощности и энергии.

Отличительной особенностью изложения материала в учебнике является системный подход к рассматриваемым вопросам. Особое внимание уделяется графическому пояснению теоретических положений, что способствует лучшему усвоению изучаемого материала. С той же целью приводятся и структурные схемы решения различных задач на ЭВМ, которые позволяют наиболее наглядно представить все взаимосвязи изучаемого процесса.

Предлагаемый учебник не ставит своей задачей дать практическое руководство к выполнению водноэнергетических расчетов. Основная его задача в методическом смысле — дать читателю ясное понимание физической сущности изучаемых вопросов, научить его корректно ставить различные задачи, правильно выбирать математический метод и алгоритм их решения применительно к конкретным условиям, а также научить правильно оценивать и анализировать получаемые результаты.

Материал учебника излагается в предположении, что его читатели знакомы с профилирующими дисциплинами, предшествующими курсу «Теоретические основы гидроэнергетики», в том числе: «Математические задачи гидроэнергетики», «Гидромеханика и гидравлические машины», «Гидротехнические сооружения», «Инженерная гидрология».

В свою очередь, курс «Теоретические основы гидроэнергетики» является необходимым для изучения двух других основных профилирующих курсов: «Управление режимами и эксплуатация ГЭС» и «Проектирование ГЭС». Основные положения этих курсов и других, входящих в учебный план специальности «Гидроэлектростанции», изложены в учебниках, изданных в 1981 г.: «Гидроэнергетика» под ред. В. И. Обрезкова и «Гидроэнергетические установки» под ред. Д. С. Щавелева. В указанных учебниках излагаются гидрологические основы гидроэнергетики, принципы и структуры управления режимами ГЭС, информационное и программное обеспечение водноэнергетических задач АСДУ ЕЭС СССР, технико-экономические основы проектирования ГЭС.

Таким образом, предлагаемый учебник будет служить существенным дополнением к уже изданным по энергетике, так как он посвящен вопросам, которые освещены пока еще недостаточно полно.

В предлагаемом учебнике получил свое отражение многолетний опыт подготовки инженеров-гидроэнергетиков в МЭИ. В нем отражены и те достижения, которые внесли в развитие гидроэнергетики как технической науки такие институты, как ВНИИЭ, Гидропроект, СЭИ, Энергосетьпроект, ЛПИ, МЭИ, НЭТИ и другие научно-исследовательские и учебные организации.

Поскольку книга имеет главным образом учебное назначение, то в ней, как обычно, отсутствуют ссылки на использованную литературу. Приведенный в конце учебника список литературы сле-

дует рассматривать как источники, где читатели могут найти более подробные сведения по изучаемым вопросам.

При подготовке и написании учебника автор опирался на помощь и поддержку всего коллектива кафедры гидроэнергетики МЭИ, возглавляемой чл.-кор. АН СССР П. С. Непорожним.

Неоценимая помощь оказана автору рецензентами — коллективом кафедры использования водной энергии ЛПИ имени М. И. Калинина под руководством доктора техн. наук проф. Ю. С. Васильева и доктором техн. наук проф. Е. В. Цветковым, а также редактором — канд. техн. наук Д. Н. Коробовой. Их замечания и предложения, способствовавшие улучшению содержания учебника, с благодарностью приняты и учтены автором.

Среди сотрудников кафедры гидроэнергетики МЭИ, принимавших участие в оформлении рукописи, особо следует отметить З. И. Маликову, В. А. Буштетт, А. А. Иванову и Н. Б. Боркову, которым автор выражает искреннюю благодарность.

Все пожелания по книге просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Величины

- a_0 — открытие направляющего аппарата, мм;
- B — расход условного топлива за заданный интервал времени T ;
- b — дифференциальный показатель расхода топлива ТЭС (относительный прирост), $T/(МВт \cdot ч)$;
- D_1 — диаметр рабочего колеса турбины, см;
- F — площадь водосборной поверхности бассейна реки; площадь водохранилища, $км^2$; подинтегральная функция;
- g — ускорение свободного падения, $9,81 м/с^2$;
- h — сработка-наполнение водохранилища, м;
- H — напор, м;
- ΔH — потери напора, м;
- k — постоянный коэффициент, отн. ед.;
- L — длина водотока, км;
- m — постоянный коэффициент, отн. ед.;
- N — активная мощность, вырабатываемая электростанциями, МВт, кВт;
- ΔN — потери активной мощности, МВт, кВт;
- n — частота вращения агрегата, об/мин;
- P — активная нагрузка, МВт;
- ΔP — переток и потери активной мощности в линиях электропередачи, МВт;
- p — давление, Па;
- q — дифференциальный показатель (относительный прирост) ГЭУ, $(м^3/с)/МВт$; $МВт/(м^3/с)$; отн. ед.;
- Q — расход воды, $м^3/с$; л/с;
- ΔQ — потери расхода, $м^3/с$; л/с;
- t — время, момент времени, с; ч;
- T — отрезок или период времени, с; ч;
- v — скорость потока, м/с;
- V — объем водохранилища, $м^3$; $км^3$;
- W — сток воды, $м^3$; $км^3$;
- ΔW — потери стока, $м^3$; $км^3$;
- z — отметка или геометрическая высота над плоскостью сравнения, м; число агрегатов, отн. ед.;
- $\mathcal{E}$ — выработка электростанций, $МВт \cdot ч$; $кВт \cdot ч$;
- Π — штрафная функция;
- α — коэффициент Кориолиса; отн. ед.;
- β, γ — постоянные коэффициенты, отн. ед.;
- δ — приращение заданного параметра;
- ϵ — точность расчета, абс. ед.; отн. ед.;

ζ — дифференциальный показатель потерь напора элементов технологического процесса ГЭУ, м;
 η — КПД, %; отн. ед.;
 Θ — реактивная нагрузка, Мвар; квар;
 θ — реактивная мощность, вырабатываемая электростанцией, Мвар; квар;
 λ — постоянный множитель в функции Лагранжа;
 μ — постоянный коэффициент;
 ρ — плотность жидкости, кг/м³;
 σ — дифференциальный показатель потерь энергии в линиях электропередачи (относительный прирост потерь в сетях), отн. ед.;
 $\tau_{доб}$ — время добегания расхода между створами, ч;
 φ — угол установки лопастей рабочего колеса, град; параметр в коэффициенте мощности $\cos \varphi$;
 Φ — функция Лагранжа; целевая функция.

Нижние индексы¹

a — агрегат электростанции (N_a);
 $a.бл$ — агрегатный блок ($N_{a.бл}$);
 $АЭС$ — атомная электростанция ($N_{АЭС}$);
 $б$ — бытовая (естественная) приточность к створу (Q_b);
 $бас$ — бассейн ($z_{бас}$);
 $б.пр$ — боковая приточность ($Q_{б.пр}$);
 $в$ — водохранилище (Q_v);
 $в.б$ — верхний бьеф ($z_{в.б}$);
 $вод$ — напорный водовод или трубопровод ($h_{вод}$);
 $возвр$ — возвращаемый ($Q_{возвр}$);
 $ВХС$ — водохозяйственная система ($W_{ВХС}$);
 $г$ — генератор (N_g);
 $ГАЭС$ — гидроаккумулирующая электростанция ($N_{ГАЭС}$);
 $год$ — годового ($V_{год}$);
 $ГЭС$ — гидроэлектростанция ($N_{ГЭС}$);
 $ГЭУ$ — гидроэнергетическая установка ($N_{ГЭУ}$);
 $г.у$ — гидроузел ($H_{г.у}$);
 $г.п$ — гидравлические потери ($\Delta H_{г.п}$);
 $дв$ — двигатель ($N_{дв}$);
 $дин$ — динамический ($V_{дин}$);
 $дер$ — деривация ($Q_{дер}$);
 $заб$ — забираемый ($Q_{заб}$);
 $исп$ — испарение ($Q_{исп}$);
 $ир$ — ирригация ($Q_{ир}$);
 $каскад$ — каскад ($N_{каскад}$);
 $л$ — льдообразование (Q_l); линии электропередачи (ΔP_l);
 $м$ — море (z_m);
 $мн$ — многолетний ($V_{мин}$);
 $мест$ — местный ($Q_{мест}$);
 $н$ — насос (H_n);

¹ В скобках даны примеры написания величин с индексами.

$нап$ — наполнение ($h_{нап}$);
 $н.б$ — нижний бьеф ($z_{н.б}$);
 $НС$ — насосная станция ($N_{НС}$);
 $отв$ — отводящий ($H_{отв}$);
 $полезн$ — полезный ($V_{полезн}$);
 $подп$ — подпорный ($z_{подп}$);
 $пр$ — приточность к створу ($Q_{пр}$);
 $р$ — расчетный (H^r_r);
 $с$ — система (P_c);
 $ств$ — створ ($N_{ств}$);
 $ТЭС$ — тепловая электростанция ($N_{ТЭС}$);
 $уст$ — установленная ($N_{уст}$);
 $ур.р$ — уравнивательный резервуар ($z_{ур.р}$);
 ϕ — фильтрация (Q_ϕ);
 $х.сбр$ — холостые сбросы ($Q_{х.сбр}$);
 $х.х$ — холостой ход ($Q_{х.х}$);
 $i = 1, 2, \dots, k$ — номер расчетного интервала, агрегата;
 $j = 1, 2, \dots, m$ — номер j -й ТЭС или АЭС;
 $l = 1, 2, \dots, n$ — номер l -й ТЭС или ГАЭС (сверху вниз в направлении уменьшения отметок водотока);
 $\gamma = 1, 2, \dots, s$ — номер γ -го узла нагрузки энергосистемы;
 $\omega = 1, 2, \dots, r$ — номер ω -й линии электропередачи заданного узла нагрузки энергосистемы.

Верхние индексы

$б.р$ — без регулирования ($\Delta b.р$);
 $баз$ — базисный ($N^{баз}$);
 $г.р$ — годовое регулирование ($\Delta г.р$);
 $доп$ — допустимый ($z^{доп}$);
 $зад$ — заданный ($N^{зад}$);
 $зар$ — заряд ($\Delta зар$);
 $мн.р$ — многолетнее регулирование ($\Delta мн.р$);
 $нап$ — напорный ($\Delta H^{нап}$);
 $н.р$ — недельное регулирование ($\Delta н.р$);
 $нерег$ — нерегулируемый ($N^{нерег}$);
 $о$ — оптимальный (N^o);
 $под$ — подведенный ($\Delta под$);
 $пот$ — потенциальный ($\Delta пот$);
 $пп$ — полупиковый ($N^{пп}$);
 $пб$ — полубазисный ($N^{пб}$);
 $пик$ — пиковый ($N^{пик}$);
 $рег$ — регулируемый ($P^{рег}$);
 $разр$ — разряд ($\Delta разр$);
 $с.р$ — суточное регулирование ($\Delta с.р$);
 $с.н$ — собственные нужды ($N^{с.н}$);
 $уд$ — удельный ($q^{уд}$).

ВВОДНАЯ ГЛАВА

В.1. ИСТОЧНИКИ ГИДРОЭНЕРГИИ И ЕЕ ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

Гидроэнергия — это механическая энергия, которой обладают перемещающиеся водные массы, в том числе поверхностные водотоки естественного и искусственного происхождения, волны в морях и океанах, приливы и отливы на побережье, морские и океанские течения и т. д.

Гидроэнергия — один из самых мощных источников возобновляющихся энергоресурсов на Земле. Она может многократно использоваться для производства электроэнергии без изменения физической природы ее носителя — воды. В этом существенное отличие гидроэнергии от других наиболее распространенных видов энергии, используемых для получения электроэнергии. В мировом энергетическом балансе гидроэнергия составляет всего несколько процентов. Вместе с тем абсолютное значение запасов гидроэнергии даже при незначительном уровне использования ее на современном этапе многократно превышает мировое потребление энергии.

Гидроэнергетические ресурсы поверхностных водотоков. Их источник — поверхностные и речные воды, участвующие в вечном круговороте воды в природе. Ежегодно в нем перемещается до 525 100 км³ воды. При этом годовой сток рек составляет 38 830 км³, в том числе Австралия — 1965, Европа — 3100, Азия — 3190, Африка — 4225, Северная Америка — 5950, Южная Америка — 10 380 км³.

Энергия поверхностного стока оценивается некоторыми средними показателями из-за изменчивости и неповторяемости его режима во времени и составляет в год около 80 000 ТВт·ч. Для сравнения укажем, что мировое потребление всех первичных энергоресурсов составило в 1975 г. 78 000 ТВт·ч. Однако не весь потенциал поверхностного стока может быть использован для получения энергии. В связи с этим принято делить его на три категории: валовый (теоретический), технический и экономический.

Валовым (теоретическим) потенциалом или потенциальными гидроэнергоресурсами называют энергетический потенциал всего поверхностного стока или только части — речного стока.

Технический гидроэнергетический потенциал — часть валового, который на современном уровне развития науки и техники может быть использован путем строительства гидроэлектростанций. Он определяется с учетом неизбежных отъемов воды на не-

энергетические нужды, потерь воды на фильтрацию, испарение, потерь напора, стока и мощности на самих гидроэлектростанциях.

Экономический потенциал — часть технического потенциала, использование которой экономически целесообразно в настоящее время с учетом требований топливно-энергетического баланса региона, комплексного использования водных ресурсов и охраны окружающей среды.

Энергетический потенциал оценивается, как правило, в киловатт-часах в год (кВт·ч/год) и соответствует средним гидрологическим условиям. Каждый вид гидроэнергетического потенциала изменяется во времени в результате совершенствования гидрологических расчетов, изменения объемов отборов воды на неэнергетические нужды, роста стоимости ископаемого топлива на Земле и многих других факторов. Наиболее изменчив во времени экономический потенциал. Однако и валовой потенциал также может претерпевать значительные изменения. Например, в нашей стране он вырос в 23 раза в период с 1916 г. до нашего времени, а в Японии — в 176 раз с 1910 по 1976 г.

В настоящее время изученный валовой гидроэнергетический потенциал рек Земли составляет 34 921 ТВт·ч/год, а экономический, по оценкам Мировой энергетической конференции (МИРЭК), около 9700 ТВт·ч/год, или около 28 % валового потенциала.

В настоящее время гидроэнергетика занимает существенное место в энергетике мира, составляя в среднем пятую часть всех мощностей электростанций и их выработки при использовании менее 20 % экономического гидроэнергетического потенциала.

На социалистические страны приходится около 28 % мирового экономического потенциала гидроэнергетики, а на развивающиеся страны — 48 %. При этом основная часть неиспользованного мирового экономического потенциала относится именно к развивающимся странам, в которых к настоящему времени освоено около 7 % их экономического потенциала и 5 % находится в стадии освоения. Несмотря на очень низкий уровень освоения гидропотенциала в развивающихся странах, гидроэнергетика занимает во многих из них ведущее положение в электроэнергетике (Заир — 97, Бразилия — 85, Перу — 73, Колумбия — 68, Чили — 47 % и т. д.).

Высокий уровень освоения гидроэнергетического потенциала в ряде развитых капиталистических стран: в 1977 г. США — 45, Канада — 42, Япония — 58, Франция — 94, Швеция — 89, Италия — 72, Австрия — 76, Швейцария — 95 % и т. д. В ряде стран гидроэнергетика занимает ведущее место в национальной энергетике. Например, в Норвегии — 99,8, Швейцарии — 79, Австрии — 65,9, Швеции — 58,2 % и т. д. В последнее десятилетие в связи с резким повышением затрат на производство электроэнергии в мире происходит переоценка экономического потенциала гидроэнергоресурсов в сторону его повышения. В таких странах, как ФРГ, Франция, Швейцария, Канада, выработка ГЭС в 1979 г. превысила значение экономического гидропотенциала, оцененного в

1965—1973 гг. Значительные запасы гидроэнергии выявлены в таких развивающихся странах, как Бирма, Заир, Колумбия и др.

Конец 70-х годов за рубежом характеризовался усилением интереса к так называемой малой гидроэнергетике, к которой сегодня относят гидроэлектростанции мощностью до 25—30 МВт. Помимо роста стоимости ископаемого топлива это объясняется уменьшением возможностей строительства крупных ГЭС из-за отсутствия соответствующих створов в ряде стран, необходимостью электрификации удаленных и труднодоступных регионов, повышением требований к охране окружающей среды и многими другими факторами.

Источники потенциала малой гидроэнергетики — неиспользованные малые и средние реки, верховья крупных рек, законсервированные и неиспользуемые в энергетике плотины водохозяйственного назначения, системы ирригационного, промышленного и коммунального водоснабжения, бассейны с приливами, неполностью используемый потенциал работающих ГЭС.

Учет малой гидроэнергетики позволил в ряде стран увеличить общий потенциал гидроэнергоресурсов (США, Италия, Франция и др.).

В Советском Союзе сосредоточено около 12 % мировых запасов гидроэнергии. Сток его рек за год составляет в среднем 4387 км³, из них в европейской части 1111 км³. В нашей стране более 150 тыс. рек длиной более 10 км и более 2,8 млн. мелких рек. По оценкам 60-х годов, валовой потенциал поверхностного стока СССР равен 6132 ТВт·ч/год; из них на долю речного стока приходится 3942 ТВт·ч/год. Технический и экономический потенциалы по тем же оценкам составляют 2106 и 1095 ТВт·ч/год соответственно. Уровень освоения гидроэнергетического потенциала в нашей стране меньше, чем в таких странах, как США, Япония, Франция, Канада, Швеция и др. На конец XI пятилетки он составит 22,6 % (из них в европейской части до 48, в азиатской — 16,9 %). Однако уже сегодня гидроэнергетика играет большую роль в энергетике СССР, составляя пятую часть всех мощностей электростанций и их выработки.

К 2000 г. предполагается дальнейшее освоение мирового гидроэнергетического потенциала. По оценкам МИРЭК, относительная доля гидроэнергетики в мировой энергетике вырастет с 4,9 % (1985 г.) до 5,4 % (2020 г.), что обеспечит экономии около 1,8 млрд. т условного топлива в год в мире на уровне 2020 г. Всего за период с 1985 по 2020 г. гидроэнергия позволит сэкономить, по предварительным оценкам, до 46 млрд. т ископаемого топлива.

Гидроэнергетические ресурсы морей и океанов. Энергия приливов-отливов. Природа прилива-отлива определяется в основном взаимодействием сил притяжения в системе трех небесных тел — Земля, Луна, Солнце (рис. В.1). Различие масс и расстояний в этой системе приводит к тому, что Луна действует на водные массы Земли более чем в 2 раза сильнее, чем Солнце, удаленное от Земли на расстояние в 400 раз большее, чем от Луны. В резуль-

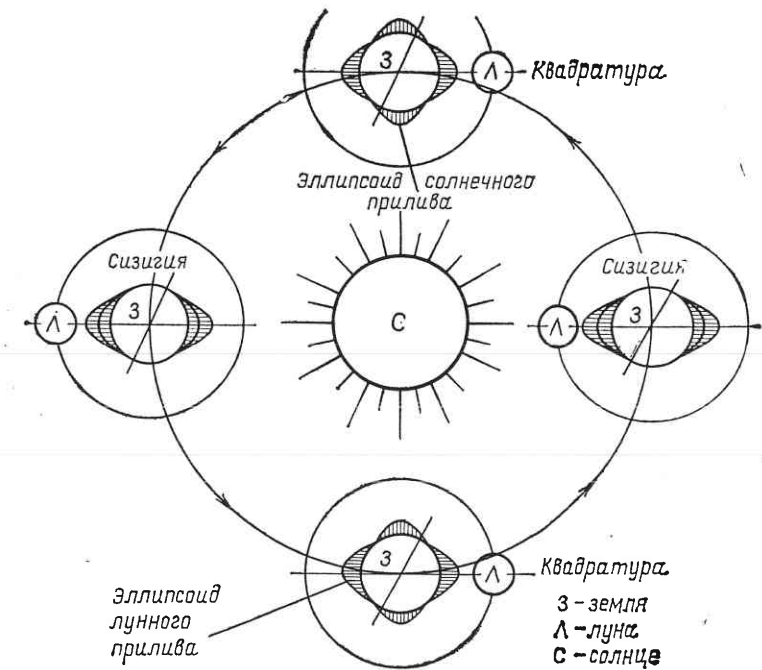


Рис. В.1. Схема образования приливной волны на Земле

тате взаимодействия указанных небесных тел вокруг Земли возникает поле эллипсоидной формы приливообразующей силы, дважды обегаяющей Землю в течение суток. Вследствие этого в каждой точке побережья океан дважды в сутки «наступает» на берег (прилив) и дважды «отступает» (отлив). В силу того, что за один оборот вокруг Земли Луна смещается на 1/29 часть своей орбиты по отношению к предыдущим суткам, явление прилива-отлива постоянно запаздывает на 12 мин 30 с в каждые сутки. Чередование прилива-отлива происходит теоретически через 6 ч 12 мин 30 с. При этом диапазон уровней прилива-отлива во многом определяется взаимным расположением Земли, Луны и Солнца. Если их центры тяжести находятся на одной прямой, то прилив максимальный (сизигия) (рис. В.2). Если они образуют пря-

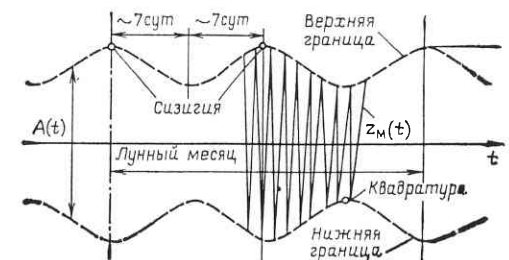


Рис. В.2. Мареограмма правильного полусуточного прилива в течение лунного месяца

моугольный треугольник (Солнце «нейтрализует» силу притяжения Луны), то прилив минимальный (квадратура). Смена сизигия — квадратура происходит каждые 7 сут.

В действительности явление прилива-отлива гораздо сложнее: на него влияют и другие небесные тела, морские течения, ветер, характер побережья, глубина воды в заливе и т. д. Несмотря на это, степень прогноза поведения уровня океана в данной точке побережья практически на любой момент времени достаточно высока.

Потенциальная энергия приливов-отливов связана с механической энергией, которой обладают огромные массы воды, перемещающиеся в это время по побережью. Приливная волна распространяется в глубь океанского побережья иногда на 200—900 км (реки Ганг, Амазонка). Высота приливных волн во многом определяется характером побережья. Чем меньше и уже заливы или устья рек, тем больше приливная волна. В закрытых морях приливы не превышают 50—70 см (Черное, Средиземное).

Самые высокие приливы на Земле имеют место на Атлантическом побережье Северной Америки вблизи границы между США и Канадой. Здесь расположен залив Фанди, в котором прилив достигает 18—20 м и имеются хорошие условия для его использования. Значительные приливные волны имеют место в Магеллановом проливе (13 м), в проливе Ла-Манш (12,2 м), в Гудзоновом проливе (11,8 м), на побережье Индии (до 11,9 м), Англии (до 9,8 м), Франции (до 8,5 м).

Места с достаточно высоким приливом имеются и в СССР; это Кольский полуостров, бассейн Белого моря, побережье Берингова и Охотского морей и другие места Тихоокеанского побережья. Максимальная амплитуда прилива в СССР 12,9 м у мыса Астрономический в Пенжинской губе Охотского моря.

Регионы Земли с амплитудой прилива более 3 м даны на рис. В.3.

Общие теоретические мировые запасы приливной энергии оцениваются зарубежными учеными в 3 ТВт. Однако, только 2 % ее, или 0,06 ТВт, может быть доступно для использования в настоящее время. По данным Л. Б. Бернштейна, мировые запасы приливной энергии равны 1240 ТВт·ч/год. Из них на долю СССР приходится 210 ТВт·ч/год, в том числе 170 ТВт·ч/год — бассейн Охотского моря.

Энергия волн и морских течений. Известны многочисленные попытки использования энергии волн человеком. Первая попытка инженерного использования энергии волн зарегистрирована в 1799 г. С 1856 по 1973 г. только в Англии были выданы свыше 340 патентов на использование энергии волн. Сейчас в мире установлено более 300 навигационных маяков, работающих на энергии волн. Интенсивные работы по использованию энергии волн ведутся в Англии. О побережье Англии в среднем «разбивается» около 120 ГВт волновой энергии; что в 5 раз превышает годовой максимум нагрузки Англии в настоя-



Рис. В.3. Регионы Земли с амплитудой прилива более 3 м

щее время. По исследованиям английских ученых средняя интенсивность волновой энергии на 1 м побережья составляет 70—90 кВт. Зарегистрированы периоды времени обеспеченностью в 1 %, когда интенсивность энергии волн равна 1 МВт/м. Кроме того, импульсная энергия морских волн может достигать 10 МВт/м.

В отличие от приливной энергии волны прибывают к данной точке побережья случайно по направлению, амплитуда их изменяется непрерывно во времени, сменяясь штилем и штормом. Это затрудняет использование энергии волн в энергетике. Однако к настоящему времени известно много эффективных проектов использования волновой энергии. Опытно-промышленные волновые электростанции (ВГЭС) имеются в Англии, Японии, США и других странах.

Общие запасы энергии волн в мире оцениваются в 3 ТВт. Отмечается, что «плавающие» электростанции обладают рядом достоинств по сравнению с другими источниками электроэнергии. Так, они позволяют экономить землю, защищают берег от разрушающего воздействия прибоя, принимая на себя его энергию, уменьшают процесс интенсивного перемешивания воды на мелководье, что способствует разведению рыбы, и т. д.

Огромная энергия аккумулирована в морских течениях — до 5 ТВт. В США были разработаны проекты использования этой энергии путем размещения на океанском дне турбин диаметром 170 м. В этом случае только течение Гольфстрим у полуострова Флорида теоретически может обеспечить несколько гигаватт мощности. До 10—15 ГВт можно извлечь из морских течений у берегов Англии. Реализация подобных проектов возможна за пределами, по-видимому, лишь 2000 г.

Гидроэнергетические ресурсы ледников. Около 1,65 % всей воды на Земле находится в виде льда в полярных и высокогорных регионах (в 16 500 раз больше, чем в реках Земли), причем значительное количество ледников расположено на большой высоте по отношению к уровню Мирового океана. До сих пор использование энергии талой воды ледников производилось с помощью строительства водохранилищ вне ареала ледников, расположенных, как правило, ниже Полярного круга на Земле. Однако уже сейчас разрабатываются проекты использования энергии талой воды ледников даже в высоких широтах, например в Гренландии. Во время летнего периода огромные массы талой воды (до 600 км³) стекают здесь в океан. Общая площадь льда в Гренландии — около 40 тыс. км² при среднем перепаде высот 2000 м. Исследования указывают на возможность строительства здесь типовых ГЭС мощностью по 5000 МВт каждая (10 агрегатов по 500 МВт типа Красноярской ГЭС в СССР или Черчилл-Фоллс в Канаде), которые могут использовать энергию талой воды ледников Гренландии и обеспечить выработку значительного количества электроэнергии. При этом талая вода по разветвленной системе каналов вначале будет собираться в несколько крупных водохранилищ, а затем сбрасываться в океан, предварительно пройдя через турбины ГЭС. Так, в Южной Гренландии, где есть удобные места для сооружения водохранилищ, при слое талой воды 1 м и напоре 1000 м можно получить до 90 ТВт·ч/год.

Основные трудности реализации этих проектов — строительство водосбросных каналов и водохранилищ и использование полученной сезонной энергии, тем более что основные потребители ее находятся на расстоянии 1000 км в Америке или более 2500 км в Европе.

В.2. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ И ЕГО ВИДЫ

Гидроэнергетический потенциал водотоков. Теоретические основы расчета. Напор, расход и мощность водотока. Рассмотрим основные соотношения, определяющие энергетическую емкость заданного участка водотока L_{12} , ограниченного близкими друг к другу створами 1-1 и 2-2 (рис. В.4), через которые проходит некоторый объем воды W , м³, за интервал времени T , с.

Согласно уравнению Бернулли полная энергия $\mathcal{E}$ потока жидкости, Дж, объемом W , м³, в створах 1-1 и 2-2

$$\mathcal{E}_1 = \left(z_1 + \frac{p_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} \right) W \rho g; \quad (\text{В.1})$$

$$\mathcal{E}_2 = \left(z_2 + \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} \right) W \rho g. \quad (\text{В.2})$$

Здесь z — удельная потенциальная энергия положения, м, измеряемая высотой расположения центра тяжести живого сечения водотока над некоторой заданной или принятой плоскостью сравнения; $p/\rho g$ — удельная потенциальная энергия давления, м, в точке центра тяжести живого сечения водотока при избыточном давлении p , Па, в этой точке; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с². Для водотоков с открытой водной поверхностью величина $p/(\rho g)$ измеряется глубиной погруже-

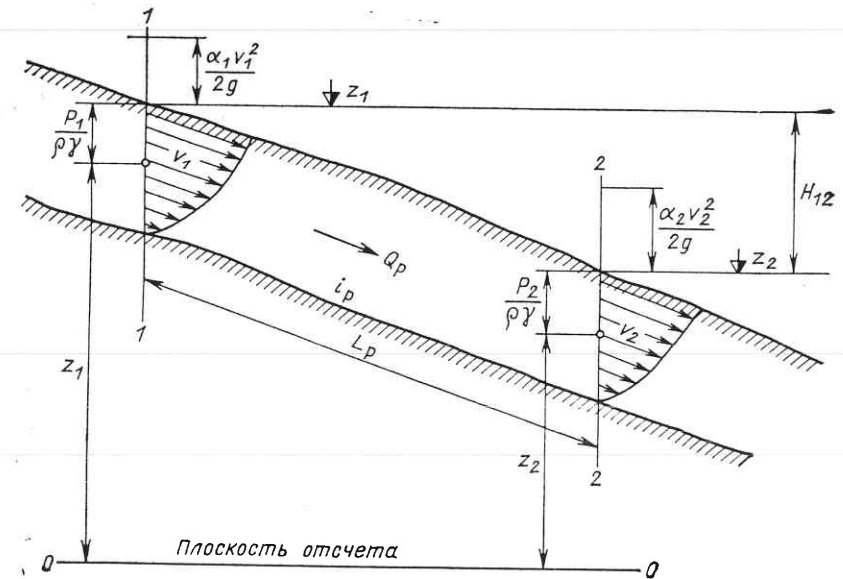


Рис. В.4. К расчету гидроэнергетического потенциала водотока

ния данной точки по отношению к свободной поверхности воды; $\alpha v^2/2g$ — удельная кинетическая энергия жидкости, м, при α — коэффициенте Кориолиса.

Потенциальная валовая энергия водотока, теряемая на участке, L_{12} равна разности $\mathcal{E}_1$ и $\mathcal{E}_2$

$$\mathcal{E}_{12} = \mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2 = \rho g W \left[\left(z_1 + \frac{p_1}{\rho g} \right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\rho g} \right) + \left(\frac{\alpha_1 v_1^2}{\rho g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{\rho g} \right) \right]. \quad (\text{В.3})$$

С учетом близости створов 1-1 и 2-2 и обозначений, данных на рис. В.4, запишем

$$\mathcal{E}_{12} \approx \rho g W (\nabla z_1 - \nabla z_2) = \rho g W H_{12}, \quad (\text{В.4})$$

где $H_{12} = \nabla z_1 - \nabla z_2$ — удельная потенциальная энергия потока жидкости, называемая напором и численно равная падению уровня свободной поверхности водотока на участке L_{12} .

Полученное выражение соответствует известным физическим положениям о том, что энергия в любой форме пропорциональна произведению факторов экстенсивности и интенсивности. В данном случае напор H является фактором интенсивности или показателем энергоёмкости жидкости, объем воды W — фактором экстенсивности или количественным показателем потребления энергоресурса.

Разделив $\mathcal{E}_{12}$ на T , с, получим среднюю мощность N_{12} , Вт, водотока

$$N_{12} = \frac{\mathcal{E}_{12}}{T} = \rho g \frac{W}{T} H_{12} = \rho g Q_{12} H_{12}, \quad (\text{В.5})$$

или, учитывая, что $g = 9,81$ м/с², а $\rho = 1000$ кг/м³, получаем N , кВт, при Q_{12} , м³/с, и H , м,

$$N_{12} = 9,81 Q_{12} H_{12} \quad (\text{В.6})$$

или N , МВт,

$$N_{12} = \frac{Q_{12} H_{12}}{102}. \quad (\text{В.7})$$

Для определения $\mathcal{E}_{12}$, кВт·ч, следует умножить N_{12} на время T , ч,

$$\mathcal{E}_{12} = 9,81 Q_{12} H_{12} T_1 = \frac{9,81 Q_{12} H_{12} T}{3600} = \frac{WH}{367}, \quad (\text{В.8})$$

где W — в м³; H — в м; $T_1 = T/3600$; T — в с.

Если расчет гидроэнергоресурсов производится для средних условий, то валовая потенциальная энергия водотока при его средней мощности $\bar{N}_{12}^{\text{вал}}$ будет равна

$$\mathcal{E}_{12}^{\text{вал}} = 8760 \bar{N}_{12}^{\text{вал}}. \quad (\text{В.9})$$

Так как расход воды по длине участка обычно не постоянен, то для расчета $\mathcal{E}_{12}^{\text{вал}}$ и $\bar{N}_{12}^{\text{вал}}$ используют обычно метод «линейного учета», т. е. характер изменения расхода вдоль участка предполагают линейным. Это означает, что в (В.6) и (В.7) вместо Q_{12} следует подставлять его среднее значение

$$\bar{Q}_{12} = 0,5 (Q_1 + Q_2). \quad (\text{В.10})$$

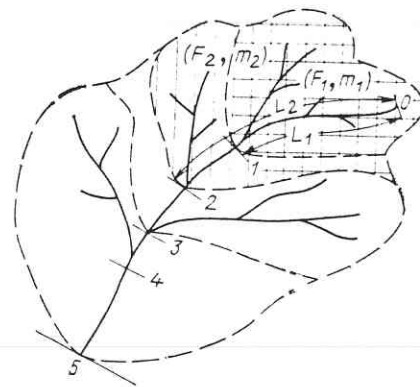
Принятое предположение однозначно определяет собой и число участков любого водотока. Как правило, границы участков соответствуют характерным точкам заметных изломов профиля водотоков или местам впадения притоков.

Из сказанного следует, что для расчета валовых гидроэнергетических ресурсов следует иметь H и $\bar{Q}$ для каждого участка водотока.

Для расчета напоров H необходимо иметь продольный профиль водотока с указанием месторасположения расчетных створов и изменения уровней поверхностей воды по длине водотока, т. е. $\nabla z = \nabla z(L)$, где L — расстояние, км, от некоторого начального створа, принятого за нуль отсчета.

Расчет расхода воды Q в каждом j -м створе может производиться на основе измеренных и обработанных данных прошлых наблюдений, если в этом створе есть водомерный пост. В противном случае используются карты с изолиниями модулей среднего стока m , л/(с·км²), в данном бассейне. С помощью этих карт предварительно определяется водосборная поверхность бас-

Рис. В.5. Схема бассейна водотока для расчета его валового потенциала



сейна для каждого j -го створа, т. е. $F_j(L_j)$, км², и соответствующий ему модуль стока $m_j(L_j)$ (рис. В.5). В этом случае Q_j , м³/с, определяется по формуле

$$Q_j = m_j F_j \cdot 10^{-3}. \quad (\text{В.11})$$

При отсутствии перечисленных гидрологических данных для их расчета могут быть применены различные методы современной инженерной гидрологии.

На основании перечисленных данных рассчитывается водно-энергетический кадастр водотока, включающий в себя: продольный профиль водотока $\nabla z = \nabla z(L)$, зависимость изменения расхода воды по длине водотока $Q = Q(L)$, зависимость изменения потенциальной мощности водотока по его длине $N = N(L)$, зависимость изменения удельной потенциальной мощности водотока по его длине $i^N = i^N(L)$, где i^N , МВт/км, определяется по формуле

$$i_{jj-1}^N = \frac{N_{jj-1}}{l_{jj-1}}. \quad (\text{В.12})$$

Здесь $l_{jj-1} = L_j - L_{j-1}$ — длина единичного участка водотока; i^N характеризует собой энергетическую «емкость» единицы длины водотока и может быть использована для предварительного определения створов первоочередных ГЭС.

Суммарная мощность всех участков водотока называется потенциальной валовой мощностью водотока $N_{\text{пот}}$. Расчет водноэнергетического кадастра водотока можно проводить в табличной форме или на ЭВМ в последовательности, соответствующей табл. В.1. Результаты расчета для наглядности обычно представляются в графическом виде (рис. В.6). На рис. В.7 представлены наиболее вероятные варианты изменения показателей водотока по его длине. Как видно характер водноэнергетического кадастра водотока может быть весьма сложным. Особо следует отметить возможность уменьшения расхода реки по длине водотока из-за наличия отборов воды на нужды промышленности и сельского хозяйства.

С помощью водноэнергетического кадастра можно производить и предварительную разбивку водотока на каскад ГЭС. Но окончательное решение о схеме каскадного использования водотока может быть получено только на основе сложных технико-экономических расчетов, учитывающих все показатели водотока и требования комплексного использования и охраны природных ресурсов.

Основой для разбивки водотока на каскад ГЭС служит обычно

Таблица В.1. Водноэнергетический кадастр водотока

Номер створа	Отметка уровня воды в створе ∇z_j , м	Расстояние от начального створа L_j , км	Модуль стока m_j , л/(с·км²)	Площадь водосборной поверхности бассейна F_j , км²	Расход воды в реке в j -м створе Q_j , м³/с
1	∇z_1	L_1	m_1	F_1	$m_1 F_1 \cdot 10^{-3}$
2	∇z_2	L_2	m_2	F_2	$m_2 F_2 \cdot 10^{-3}$
3	∇z_3	L_3	m_3	F_3	$m_3 F_3 \cdot 10^{-3}$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
$n-1$	∇z_{n-1}	L_{n-1}	m_{n-1}	F_{n-1}	$m_{n-1} F_{n-1} \cdot 10^{-3}$
n	∇z_n	L_n	m_n	F_n	$m_n F_n \cdot 10^{-3}$

Длина участка реки между створами i_{j-1} , км	Напор участка водотока H_{j-1} , м	Средний расход воды на участке Q_{j-1} , м³/с	Потенциальная мощность участка N_{j-1} , МВт	Удельная потенциальная мощность участка i_{j-1}^N , МВт/км	Потенциальная мощность водотока в j -м створе N_j , МВт
$L_2 - L_1$	$\nabla z_1 - \nabla z_2$	$\frac{Q_1 + Q_2}{2}$	N_{12}	i_{12}^N	0
$L_3 - L_2$	$\nabla z_2 - \nabla z_3$	$\frac{Q_2 + Q_3}{2}$	N_{23}	i_{23}^N	N_{12}
.	.	.	.	.	$N_{12} + N_{23}$
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
$L_n - L_{n-1}$	$\nabla z_{n-1} - \nabla z_n$	$\frac{Q_{n-1} + Q_n}{2}$	$N_{n-1 n}$	$i_{n-1 n}^N$	$\sum_{j=1}^{n-1} N_{j-1 j}$
					$N_{\text{пот}}$

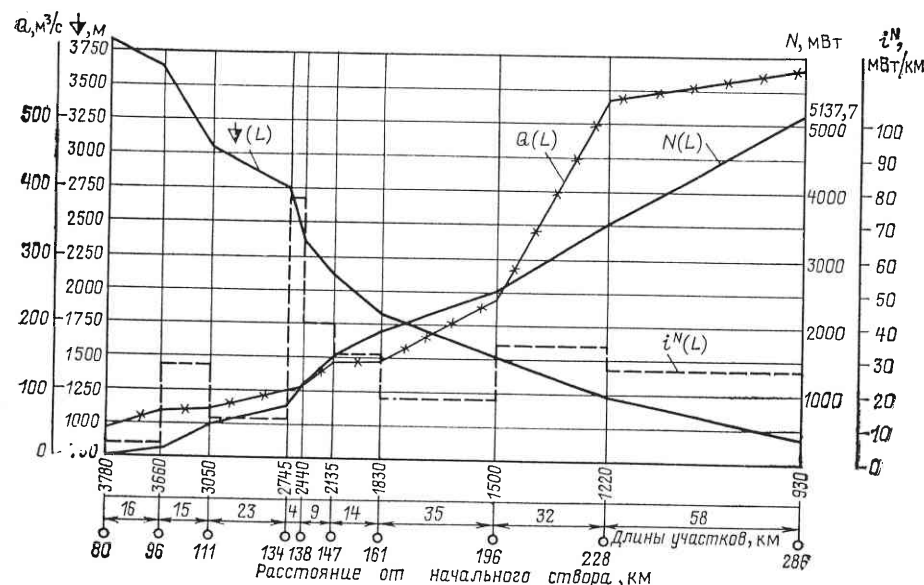


Рис. В.6. Водноэнергетический кадастр водотока

зависимость изменения теоретически возможного напора водотока от его расхода.

Валовой гидроэнергетический потенциал поверхностного стока. Обычно потенциал поверхностного стока определяется на основе данных об осадках или, точнее, о среднегодовом слое стока в регионе и топографических карт заданного масштаба. В СССР расчет валового потенциала поверхностного стока произведен в 1951 г. на основе карт изолиний среднегодового стока в масштабе 1:5 000 000 (европейская часть) и 1:10 000 000 (азиатская часть).

Валовая потенциальная мощность, кВт, и энергия, кВт·ч/год, поверхностного стока i -го участка региона может быть рассчитана по формулам

$$\bar{N}_i = 0,00311 a_i F_i \bar{z}_i; \quad (\text{В.13})$$

$$\bar{E}_i = 27,2436 a_i F_i \bar{z}_i; \quad (\text{В.14})$$

где a_i — среднегодовой слой стока, см; F_i — площадь i -го участка региона, км², на карте, ограниченной смежными изолиниями рассматриваемого значения a_i (т. е. зона с $a_{i-1} < a < a_i$ при $a_{i-1} < a_i$); $\bar{z}_i$ — среднее возвышение данного участка региона над принятым нулем отсчета, м.

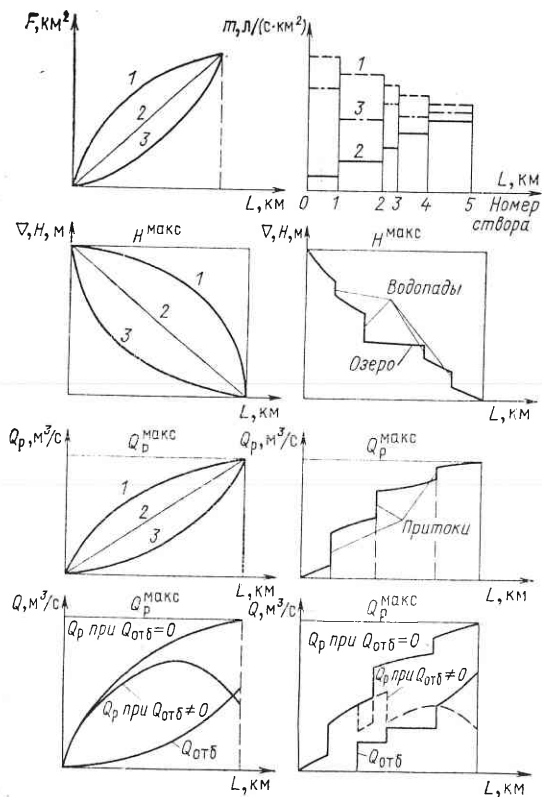


Рис. В.7. Варианты изменения основных характеристик водотока по его длине

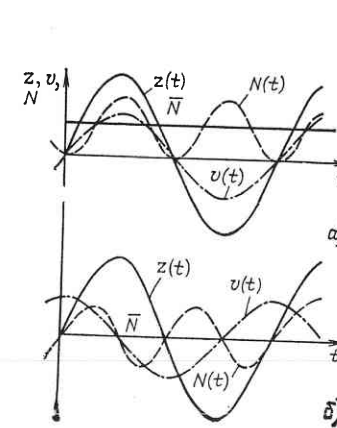


Рис. В.8. Влияние сдвига фаз уровней и скоростей волны на мощность прилива для $\varphi = 0^\circ$ (а) и $\varphi = 45^\circ$ (б)

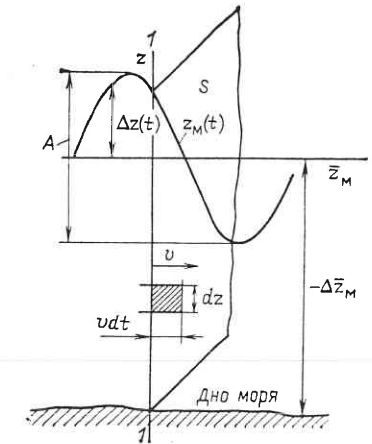


Рис. В.9. Схема для расчета приливной энергии по Аллару

Если в зону, ограниченную условием $a \leq a_i$, попадает несколько изолиний стока, то расчет можно упростить, приняв в (В.13) или (В.14) их среднее значение, т. е. $\bar{a}_i = \left(\sum_{j=1}^i a_j \right) / i$. При этом в качестве $\bar{z}_i$ надо брать средневзвешенное значение высот, расположенных между крайними изолиниями a_i , т. е. $a_i = \min$ и $a = a_i$.

Гидроэнергетический потенциал приливной энергии. Расчет потенциала приливной энергии на Земле значительно более сложен, чем расчет потенциала водотоков. Объясняется это сложностью самого явления прилива и трудностями получения соответствующей информации. В настоящее время к решению этой задачи привлекаются спутниковые системы, способные с большой точностью обеспечить информацию о высоте и направлении волн.

Валовой потенциал приливной энергии на Земле соответствует средней энергии, необходимой для подъема-опускания уровня вод мирового океана на среднюю высоту прилива (около 1 м) с учетом скорости распространения этого явления. Однако это явление практически непригодно к использованию в глубоких местах мирового океана. Поэтому обычно включают в валовой потенциал приливной энергии ту ее часть, которая имеет место в прибреж-

ных местах мирового океана. Здесь приливная энергия проявляется в своем явном виде (приливо-отливная волна) и рассеивается по поверхности Земли, расходясь на трение, обработку берегов морей и океанов, перемешивание потока воды и т. д.

Следует отметить одну особенность приливной энергии, отличающую ее от энергии речного стока: приливная электростанция в рассматриваемом створе может обеспечивать мощность большую, чем в естественных условиях. Объясняется это тем, что мощность, рассеиваемая в естественных условиях, во время прилива существенно зависит от сдвига фаз ($\cos \varphi$) синусоидальных изменений во времени уровней моря и скоростей потока (рис. В.8). Если ПЭС осуществляет свой режим при $\cos \varphi$, близком к 1, то тем самым повышается и ее выработка. Например, ПЭС Ранс (Франция) имеет мощность 240 МВт при потенциале створа 60 МВт.

Метод расчета потенциала данного региона — метод планиметрирования мгновенных мощностей. Предполагается, что при этом должны быть известны синусоидальные графики изменения скоростей (расхода) потока во времени $v(t)$ и мареограмма $z_m(t)$ (рис. В.9). По ним определяется $\cos \varphi$ и мгновенная скорость, передаваемая через заданное сечение 1-1,

$$N(t) = g \Delta z(t) Q(t) \quad (\text{В.15})$$

и средняя мощность для одного периода прилива

$$\bar{N}_{\text{ПЭС}}^{\text{плот}} = 0,5 \Delta z^{\text{макс}} Q^{\text{макс}} \cos \varphi, \quad (\text{В.16})$$

где $\Delta z^{\text{макс}}$ — в м, $Q^{\text{макс}}$ — в м³/с, $\bar{N}$ — в кВт.

При этом кинетическая энергия прилива не учитывается и Δz в данном сечении 1-1 считается неизменной.

Расчет $\bar{N}_{\text{ПЭС}}^{\text{пот}}$ можно осуществить и без использования графика $N(t)$, на основе только данных наблюдений за уровнем $z_m(t)$ и скоростью потока $v(t)$.

Мгновенная мощность $N(t)$, проходящая через створ площадью S , равна

$$N = b \int_{-\Delta_m}^{\Delta_m} p(z) v(z) dz, \quad (\text{B.17})$$

где b — ширина сечения 1-1; $\bar{z}$ — средний уровень спокойной поверхности моря; p — давление в данной точке.

При условии $\Delta \bar{z}_m \gg \Delta z$ и $b = \text{const}$ можно считать, что $s \approx b \Delta \bar{z}_m$, и тогда

$$N = s \rho g \Delta z. \quad (\text{B.18})$$

Уровни моря и скорость прилива меняются по синусоидальному закону

$$\Delta z = \Delta z_0 \cos \varphi \frac{2\pi}{T} (t - t_n); \quad (\text{B.19})$$

$$v = -v_0 \sin \frac{2\pi}{T} (t - t_s), \quad (\text{B.20})$$

где T — полупериод приливо-отливного цикла; t_n — время полной воды, когда $\Delta z = \Delta z_0$; t_s — время отсутствия приливных течений в полную воду; v_0 — максимум скорости с положительным направлением в сторону прилива.

Обозначим δ — сдвиг фазы скорости и уровней в долях полупериода T ; $t_s = t_n + \delta$ и $t_1 = t - t_n$. Тогда

$$\Delta z = \Delta z_0 \cos \frac{2\pi t_1}{T}; \quad (\text{B.21})$$

$$[v = -v_0 \sin \frac{2\pi}{T} (t_1 - \delta)]. \quad (\text{B.22})$$

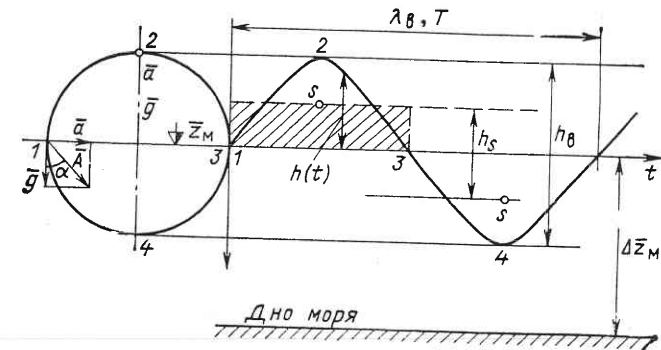
Средняя мощность, передаваемая за время T через сечение 1-1 площадью S , составит

$$\bar{N} = \frac{1}{T} \int_0^T N(t) dt = \frac{s \rho g}{T} \int_0^T v(t) \Delta z(t) dt \quad (\text{B.23})$$

или с учетом (B.21) и (B.22)

$$\bar{N} = \frac{S \rho g \Delta z_0 v_0}{T} \int_0^T \frac{2\pi}{T} t_1 \sin \frac{2\pi}{T} (t_1 - \delta) dt = -\frac{S \rho g \Delta z_0 v_0}{2} \sin \left(\frac{2\pi}{T} \delta \right). \quad (\text{B.24})$$

Рис. В.10. Схема для расчета волновой энергии



При S в км^2 , v в м/с , ρ в г/см^3 , Δz в м получаем $\bar{N}$ в ГВт .

Например, для залива Фанди имеем: $S = 5,72 \text{ км}^2$; $\rho = 1,025 \text{ г/см}^3$; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$; $\Delta z_0 = 2,16 \text{ м}$; $v_0 = 1,18 \text{ м/с}$; $\delta \frac{2\pi}{T} = 25^\circ$; $\bar{N} = 30,9 \text{ ГВт}$.

Л. Б. Бернштейном предложен метод оценки потенциала приливной энергии на начальной стадии проектирования при наличии данных о площади бассейна F , км^2 , и полной амплитуде прилива A , м (см. рис. В.9).

Этот метод пригоден для расчетов энергетического потенциала приливной энергии данного бассейна при условии неизменности водной поверхности бассейна за время приливного цикла, в предположении мгновенного заполнения бассейна и некоторых других допущениях.

Расчет потенциала приливной энергии $\mathcal{E}_{\text{ПЭС}}^{\text{пот}}$, $\text{ГВт} \cdot \text{ч}$, производится по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{ПЭС}}^{\text{пот}} = 1,97 A^2 F, \quad (\text{B.25})$$

где A — в м ; F — в км^2 .

Следует отметить характерную особенность приливной энергии. В каждом астрономическом году имеется 12,35 лунных месяцев по 29,5 сут в каждом из них. Амплитуда и прочие показатели прилива меняются в течение года в каждом одноименном дне недели или месяца. Однако для каждого лунного месяца среднее значение амплитуды прилива A постоянно и не меняется по годам. Вследствие этого неизменна и средняя мощность во времени (В. 25). Этим приливная энергия существенно отличается от переменных и изменчивых во времени энергетических показателей естественных водотоков и волн морей и океанов.

Гидроэнергетический потенциал энергии волн морей и океанов. Рассмотрим основные соотношения, используемые для расчета потенциальной энергии волн. На рис. В.10 дано схематическое изображение синусоидальной волны длиной λ_B м , при продолжительности ее периода T , с . Отметка $\nabla \bar{z}_m$ обозначает

уровень спокойной поверхности моря, а $\Delta \bar{z}_m$ — глубину моря в данном месте. Точка S — положение центра тяжести полуволны по отношению к $\nabla \bar{z}_m$.

Предполагается, что каждая точка синусоидальной волны, движущаяся по круговой орбите диаметра h_b , во время периода T имеет ускорение свободного падения g и центробежное ускорение a , направленное к центру окружности по радиусу.

Рассмотрим волну единичной шириной $L=1$ м и найдем ее потенциальную мощность.

Энергию и мощность волны можно рассчитать как перемещение массы полуволны из крайнего верхнего положения (первая половина периода) в нижнее (вторая половина периода), что будет характеризоваться смещением массы полуволны m с центром тяжести в точках s на h_s (рис. В.10).

Масса полуволны над уровнем $\nabla \bar{z}_m$

$$m = \rho \frac{\lambda_b}{2} h_s, \quad (\text{В.26})$$

где h_s — расстояние по вертикали между центрами тяжести двух полуволн, связанное с амплитудой синусоидальной волны h_b соотношением

$$h_s = \frac{h_b}{2\sqrt{2}}. \quad (\text{В.27})$$

Работа, совершаемая массой m при падении с высоты h_s ,

$$E = mgh_s \quad (\text{В.28})$$

или с учетом (В.26) и (В.27)

$$E = \frac{1}{16} \rho \lambda_b h_b^2 g. \quad (\text{В.29})$$

Волновая частота для глубокой воды, т. е. при $\Delta \bar{z}_m > 0,5 \lambda_b$,

$$f = \frac{1}{\lambda_b} \sqrt{\frac{g \lambda_b}{2\pi}}. \quad (\text{В.30})$$

Соответственно работа в единицу времени или мощность полуволны $N_{пв}$ при частоте колебаний волн f

$$N_{пв} = fE = \frac{1}{16\sqrt{2\pi}} \rho \sqrt{\lambda_b} g^{3/2} h_b^2 \cdot 10^{-3}, \quad (\text{В.31})$$

где $N_{пв}$ — в кВт/м; λ_b , h_b — в м; ρ — в кг/м³, g — в м/с².

Если известна не λ_b , а T , то мощность полуволны можно также получить по (В.31), заменив λ_b на T , следующим образом.

В точке 1 круговой орбиты любой точки волны диаметром h_b при $\omega t=0$ ускорение a и g образуют вектор A , отклоненный от вертикали на угол α . Ускорение a можно найти по формуле центробежного ускорения при скорости v

$$a = \frac{v^2}{R} = \frac{2\pi^2 h_b^2}{T^2}. \quad (\text{В.32})$$

Соответственно

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{a}{g} = \frac{2\pi^2 h_b}{gT^2}. \quad (\text{В.33})$$

Синусоидальные колебания описываются уравнением

$$h(t) = \frac{h_b}{2} \sin \omega t, \quad (\text{В.34})$$

тогда $\operatorname{tg} \alpha$ будет равен производной h по t при $\omega t=0$ или

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\omega h_b}{2} \cos \omega t = \frac{\omega h_b}{2} = \frac{\pi h_b}{\lambda_b} \quad (\text{В.35})$$

при учете того, что $\omega = 2\pi/\lambda_b$.

Приравняв (В.35) и (В.33) и решая относительно λ_b , получаем

$$\lambda_b = \frac{gT^2}{2\pi}. \quad (\text{В.36})$$

Подставив (В.36) в (В.31), получаем потенциальную мощность полуволны на 1 м ее ширины, кВт/м:

$$N_b = \frac{\rho g^3}{32\pi} T h_b^2 \cdot 10^{-3}, \quad (\text{В.37})$$

где T — в с; h_b — в м; ρ — плотность воды; g — ускорение свободного падения. Для средних условий при $\rho=1045$ кг/м³, $g=9,81$ м/с² расчет N_b можно производить с точностью до 2 % по формуле

$$N_b \approx T h_b^2 \approx 0,8 h_b^2 \sqrt{\lambda_b}. \quad (\text{В.38})$$

Например, при $h_b=3$ м и $T=10$ с получаем $N_b=90$ кВт/м. При этом $\lambda_b=156$ м по (В.36).

На рис. В.11 показаны зависимости $N_b^{\text{пот}}$ от λ_b и h_b по (В.38), по которым можно находить потенциал волновой энергии для условий, когда $\nabla \bar{z}_m > 0,5 \lambda_b$.

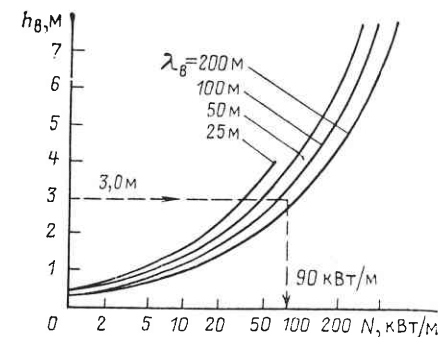


Рис. В.11. Потенциальная мощность волн при значительной глубине моря для разных значений h_b и λ_b

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

1.1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэнергетическая установка (ГЭУ) — промышленное предприятие комплексного назначения, связанное с работой таких отраслей народного хозяйства, как энергетика, сельское хозяйство, водоснабжение промышленности и населения, водный транспорт, рыбное хозяйство, лесосплав, рекреация и т. д.

ГЭУ предназначена для преобразования гидравлической энергии в электрическую и наоборот, а также для перераспределения речного стока во времени и пространстве для удовлетворения нужд народного хозяйства в электроэнергии и воде в нужном количестве и качестве.

В отличие от других видов современных электростанций ГЭУ не изменяет физическую сущность энергоносителя (воды) в процессе технологического цикла. Это обстоятельство имеет большое значение при комплексном использовании водных ресурсов.

В состав ГЭУ входят гидротехнические сооружения, основное и вспомогательное оборудование, которые позволяют осуществить промышленное использование гидроэнергетического потенциала данного участка водотока, а также приливную или волновую энергию морей и океанов.

В зависимости от способа преобразования и использования гидравлической энергии различают следующие основные типы ГЭУ: гидроэлектростанции (ГЭС), насосные станции (НС), гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), приливные электростанции (ПЭС). ГЭУ входят в состав энергетических (ЭК) и энерготехнологических комплексов (ЭТК), включающих в себя ТЭС, АЭС и другие виды промышленных предприятий. Нетрадиционными типами ГЭУ являются волновые гидроэлектростанции (ВГЭС) и малые ГЭС (МГЭС). Несколько ГЭУ одного или разных типов могут объединяться в каскад.

Каждый тип ГЭУ обладает определенными особенностями с точки зрения технологии использования и преобразования гидравлической энергии, а также роли и значения ГЭУ в составе энергетических и водохозяйственных систем.

1.1.2. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ГЭС предназначена для выработки электроэнергии и перераспределения во времени речного стока с помощью водохранилища для удовлетворения потребностей экономики страны.

ГЭС — традиционные гидроэнергоустановки с установленной мощностью выше некоторого предела, характерного для каждой страны. Для СССР — это ГЭС с установленной мощностью более 30, для США — выше 35, для Швеции — выше 1,5 МВт и т. д.

С помощью гидротехнических сооружений создается перепад уровней в определенном месте — створе ГЭС, тем самым создается напор. Для выработки электроэнергии при созданном в створе напоре необходимо пропустить сток реки через гидроагрегат, состоящий из турбины и гидрогенератора. Источник гидроэнергетического потенциала, используемого на ГЭС, — крупные и средние реки, крупные ирригационные системы и системы водоснабжения, склоновый сток ледников и вечных снегов. ГЭС в основном отличаются друг от друга способом создания напора, степенью регулирования стока, типом установленного основного оборудования, комплексностью использования водотока (одно- или многоцелевое назначение) и т. д.

По способу создания напора ГЭС различают три основные схемы: плотинная, деривационная и плотинно-деривационная. Во всех схемах обязательно наличие плотины. Водное пространство, образованное плотиной и имеющее более высокие отметки своей поверхности по отношению к естественному состоянию реки, называется верхним бьефом (ВБ); водное пространство за плотиной вниз по течению реки называется нижним бьефом (НБ) (рис. 1.1).

Плотинная схема реализуется главным образом на равнинных реках с малыми гидравлическими уклонами. Напор, или разность уровней верхнего и нижнего бьефов, создается за счет сооружения плотины. При этом отметки водохранилища всегда выше естественного состояния реки.

Различают следующие характерные значения уровней ВБ, или $z_{в.б.}$ — УМО, НПУ и ФПУ:

УМО — уровень мертвого объема или минимально допустимый уровень верхнего бьефа по условиям нормального функционирования ГЭС;

НПУ — нормальный подпорный уровень или уровень верхнего бьефа, при котором ГЭС работает с соблюдением заданных нормальных технических условий;

ФПУ — форсированный подпорный уровень или максимально допустимый уровень верхнего бьефа в экстремальных условиях.

При наличии бытового притока воды в водохранилище (Q_b на рис. 1.1) в верхнем бьефе создается кривая подпора, характеризующая дополнительное поднятие уровня воды в «хвостовой» части водохранилища.

По месту расположения здания ГЭС плотинные схемы разделяют на русловые и приплотинные. В русловой ГЭС, применяемой при напорах до 30—40 м, здание с установленным в нем основным оборудованием принимает участие в создании напора; в приплотинной — оно располагается за плотиной и участия в создании напора не принимает. В большинстве случаев здания

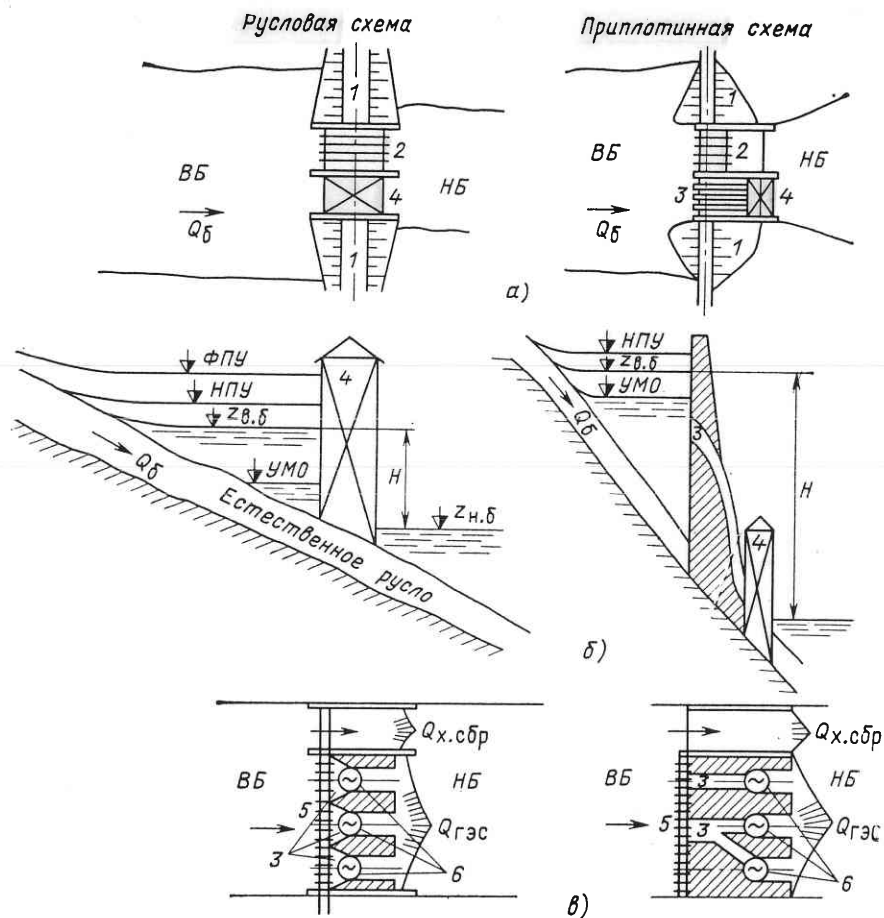


Рис. 1.1. Плотинная схема концентрации напора:

а — план гидроузла; б — разрез по створу; в — обобщенная схема ГЭС; 1 — глухая плотина; 2 — водосливная плита; 3 — напорные водоводы; 4 — здание ГЭС; 5 — сороудерживающие сооружения (СУС); 6 — гидроагрегат.

приплотинных ГЭС расположены на поверхности земли, значительно реже — под землей. Вода к агрегатам подводится по относительно длинным напорным водоводам, как по индивидуальным, так и по общим. Для русловой схемы характерны малые расстояния от верхнего бьефа до гидротурбинной установки. Подвод воды к агрегатам здесь осуществляется по индивидуальным водоводам. На ГЭС, как правило, устанавливаются сороудерживающие сооружения (СУС) для защиты агрегатов от крупных плавающих тел и мусора. Отвод воды от гидроагрегата осуществляется обычно с помощью отсасывающей трубы непосредственно в нижний бьеф. Иногда на ГЭС осуществляется холостой сброс воды в нижний бьеф через водослив, минуя гидроагрегаты.

На основании сказанного на рис. 1.1 дана некоторая обобщенная структурная модель технологического процесса прохождения воды через ГЭС от верхнего до нижнего бьефа.

Русловыми низконапорными ГЭС (напор до 20—30 м) являются все гидроэлектростанции Волжско-Камского и Днепроовского каскадов (кроме Днепротэс), Иркутская, Новосибирская ГЭС и др. Примеры приплотинных ГЭС — Братская, Усть-Илимская, Красноярская, Саяно-Шушенская, Рогунская, Чиркейская, Днепротэс. Диапазон напоров на приплотинных ГЭС — от 35 до 300 м.

Плотинные схемы, как правило, имеют водохранилища, предназначенные для перераспределения бытового стока реки во времени. Значительно реже эти ГЭС работают по водотoku при $НПУ = \text{const}$. Основные виды турбин, устанавливаемых на русловых ГЭС, — горизонтальные и вертикальные агрегаты с пропеллерными, поворотно-лопастными и реже — радиально-осевыми турбинами; на приплотинных ГЭС устанавливаются обычно радиально-осевые и диагональные агрегаты.

Как правило, все плотинные ГЭС — комплексного назначения. Исключением являются некоторые ГЭС, предназначенные в основном для выработки электроэнергии (Вилуйская, Колымская).

Деривационная схема реализуется главным образом на реках с большими уклонами в горных и предгорных районах (рис. 1.2). Напор ГЭС создается за счет использования естественного перепада уровней водотока. Состав основных сооружений здесь значительно отличается от состава их в плотинной схеме. Плотина головного сооружения предназначена лишь для организации отбора воды через водозаборные сооружения в деривацию. Деривация может быть безнапорной (в виде каналов или лотков) или напорной (в виде трубопроводов), а также смешанного типа.

Открытая деривация бывает саморегулирующаяся и несаморегулирующаяся. В первом случае берега канала горизонтальны по всей его длине. Это позволяет регулировать режим расходов в канале вплоть до полной остановки ГЭС с помощью изменения открытия направляющего аппарата или площади сопла в ковшовой турбине. Саморегулирующаяся деривация требует значительных земляных работ и характеризуется малой длиной деривации. В противном случае принимается несаморегулирующаяся деривация с одинаковым уклоном канала и его берм. Регулирование мощности ГЭС здесь в основном осуществляется за счет маневрирования затворами на водозаборном сооружении головного узла. При значительной длине деривации и времени добега от головного узла к ГЭС требуется создание сложной системы автоматического регулирования мощности. При быстром сбросе нагрузки на таких ГЭС возможны холостые сбросы воды через специальные сооружения в напорном бассейне ГЭС (см. рис. 1.2). Иногда в конце деривационного канала сооружают бассейн суточного регулирования (БСР).

Вода от головного узла через деривацию, распределительное

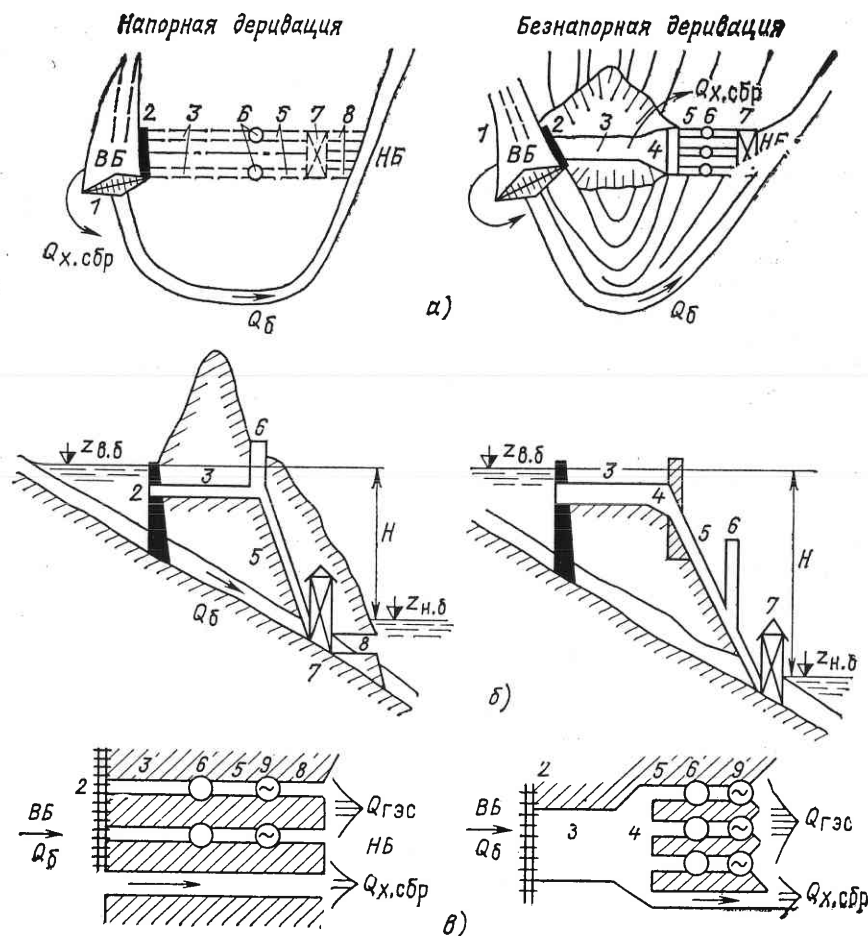


Рис. 1.2. Деривационная схема концентрации напора:

а — план гидроузла; б — разрез по основным водопроводящим сооружениям; в — обобщенная схема ГЭС; 1 — головной гидроузел; 2 — водозаборные сооружения ГЭС; 3 — подводящая деривация (напорная и безнапорная); 4 — напорный бассейн; 5 — напорные водоводы; 6 — уравнильные резервуары; 7 — здание ГЭС; 8 — отводящая деривация; 9 — гидроагрегат

сооружение (иногда напорный бассейн) и турбинные водоводы подается к агрегатам ГЭС и сбрасывается в нижний бьеф в створе реки, удаленном от головного сооружения, в то время как в плотинной схеме забор воды в верхнем бьефе и сброс ее в нижний бьеф осуществляются практически в одном створе.

Гидравлическая схема напорных турбинных водоводов может быть блочной или неблочной. Деривация, как правило, бывает односторонней. Для защиты напорных водоводов от разрушения при гидравлическом ударе на них сооружаются уравнильные резервуары.

осим або се
не ради у
више фаз
супротив-
носта мин.
радијакла балансу
укупно

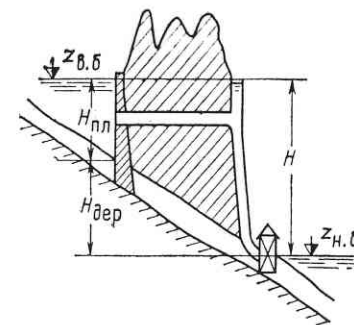


Рис. 1.3. Плотинно-деривационная схема концентрации напора

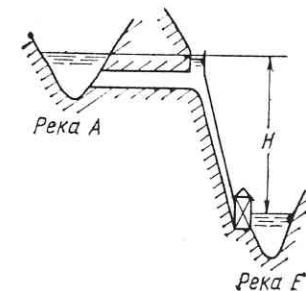


Рис. 1.4. Схема ГЭС с переброской стока между двумя реками

Отвод воды от здания ГЭС может осуществляться или непосредственно в нижний бьеф, или с помощью отводящей деривации — безнапорной или напорной. В последнем случае также возможна установка уравнильных резервуаров.

Здание деривационных ГЭС может быть наземного, полуподземного и подземного типов. В СССР деривационные ГЭС расположены в горных районах (Храмские, Ладжанурская, Гюмушская, Алма-Атинская и др.). За рубежом число деривационных ГЭС весьма значительно в Австрии, Швейцарии, Италии и других странах. Максимальный напор на этих ГЭС достигает 1500 м и более.

Деривационные ГЭС в основном предназначены для краткосрочного регулирования речного стока или для работы по водотoku. Эти ГЭС, как правило, одноцелевого энергетического назначения. Основные виды турбин деривационных ГЭС радиально-осевые и ковшовые. Отличительной особенностью режимов деривационных ГЭС является, как правило, незначительный диапазон колебаний уровня верхнего и нижнего бьефов.

Смешанные, или плотинно-деривационные схемы. Для этих схем доли напора, создаваемого за счет деривации $H_{\text{дер}}$ и плотины головного узла $H_{\text{пл}}$, соизмеримы (рис. 1.3). Наличие плотины и значительного водохранилища позволяет осуществлять на этих ГЭС как краткосрочное, так и длительное регулирование стока. Характеристики и показатели плотинно-деривационных и деривационных ГЭС аналогичны. По смешанной схеме концентрации напора в СССР построены Ингурская, Земо-Авчалская, Намаханская, Степанаванская, Коксуйские ГЭС и др.

Прочие схемы использования напора. При переброске части стока рек, имеющих разные отметки на относительно небольшом расстоянии друг от друга, дополнительно напор может быть создан за счет сооружения плотины в головном узле (на реке А, рис. 1.4). Пример подобной ГЭС в СССР — Теребля-Рикская в Карпатах, где осуществлена переброска части стока р. Теребля в р. Рика по деривационной схеме. При этом с помощью плотины головного узла создано водохранилище сезонного регулирования

стока. Напор ГЭС более 200 м, назначение — энергетическое. Примеры других ГЭС подобного рода — Ингурская, Ладжанурская, Белореченская, СENGилеевская, Свистухинская.

Иногда возможна переброска стока и между бассейнами трех рек.

Другим примером реализации на ГЭС имеющегося перепада отметок водотоков являются гидроузлы, сооружаемые в водохозяйственных системах. В этих системах иногда оказывается целесообразным строительство ГЭС, которые одновременно с выработкой электроэнергии будут осуществлять гашение энергии потока в нижнем бьефе. Режим работы таких ГЭС полностью подчинен режиму водопотребления; как правило, они работают или круглый год, или только в определенный период (например, вегетационный период для систем ирригации). Наличие водохранилищ водохозяйственного назначения позволяет таким ГЭС вести как краткосрочное, так и длительное регулирование стока. Режим пусков в нижний бьеф обычно равномерен в течение суток-недели.

В водохозяйственных системах возможно сооружение как плотинных, так и деривационных ГЭС (каскады ГЭС в Узбекистане на канале Боз-Су, Кубань-Калаусском оросительном канале, Невинномысском канале и др.).

Диапазон изменения напоров ГЭС, сооружаемых на водохозяйственных плотинах, может быть весьма большим (до 80 % его максимального значения).

1.1.3. НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Насосные станции (НС) предназначены для подачи воды с низких отметок на более высокие и являются потребителями электроэнергии. В насосных станциях происходит процесс, обратный рассмотренному на ГЭС; здесь электрическая энергия преобразуется в гидравлическую.

Схемы концентрации напора насосной станции аналогичны схемам плотинных ГЭС. Они могут подавать воду в канал, реку или водохранилище. Их обобщенная технологическая схема во многом похожа на схему плотинных ГЭС с обратным направлением подачи воды — из НБ (нижнего бассейна) в верхний бьеф (верхний бассейн) (рис. 1.5).

Режим НС определяется требованиями потребителей воды — сельского хозяйства, промышленности, коммунально-бытовыми нуждами и др. Водоохранилища в нижнем и верхнем бьефах насосной станции позволяют использовать их как потребителей-регуляторов нагрузки в системах.

В зависимости от напоров на насосных станциях могут устанавливаться осевые, диагональные радиально-осевые (центробежные) насосы. При малых напорах и больших расходах устанавливаются горизонтальные агрегаты (см. рис. 1.5). Схема таких станций весьма проста и практически состоит только из здания дан-

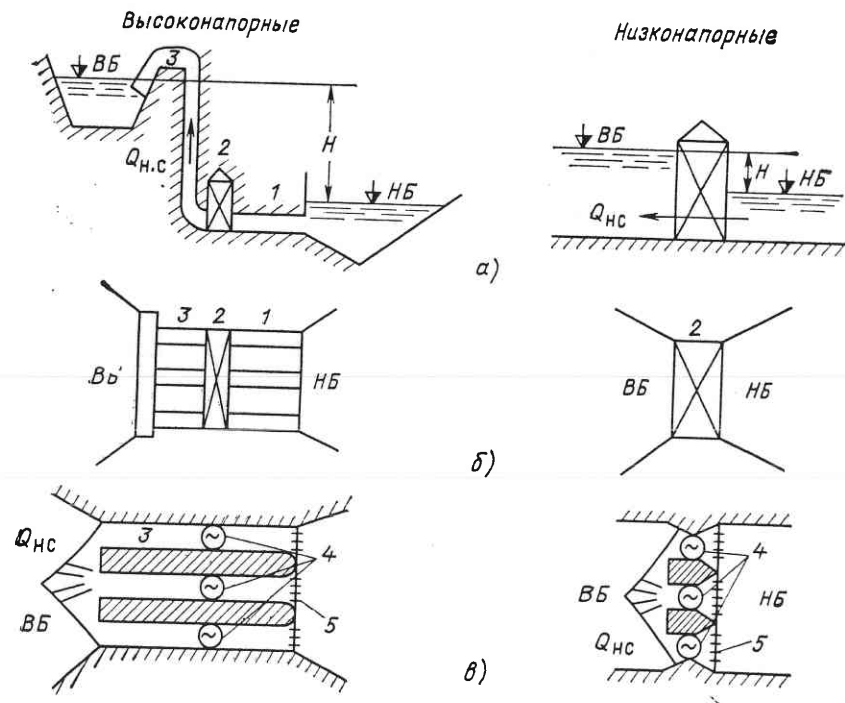


Рис. 1.5. Технологические схемы работы насосных станций:

а — схема основных сооружений; б — план гидроузла; в — обобщенная схема ГЭС; 1 — подводящая деривация; 2 — здание НС; 3 — отводящая деривация; 4 — гидроагрегат; 5 — сороудерживающие сооружения

ной станции. При средних и больших напорах строятся насосные станции с длинными напорными водоводами (см. рис. 1.5).

В зависимости от вида водозабора в НБ и водопотребителей в ВБ отметки НС могут быть либо постоянными (канал — канал), либо переменными (регулирующие водохранилища в НБ и ВБ).

В настоящее время в СССР уже построен или строится ряд крупных НС, работающих на больших каналах, таких как Иртыш — Караганда, Днепр — Донбасс и др. Мощность НС здесь достигает нескольких сотен мегаватт. Особенно много НС в южной части СССР. Планируется введение крупных НС на трассах переброски стока по территории нашей страны.

1.1.4. ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) представляют собой установки по технологическому циклу, совмещающие в себе ГЭС и НС. Задача ГАЭС заключается в аккумулировании гидравлической энергии и последующем расходовании ее в нужное для энергосистемы время. В связи с этим различают режим за-ря-

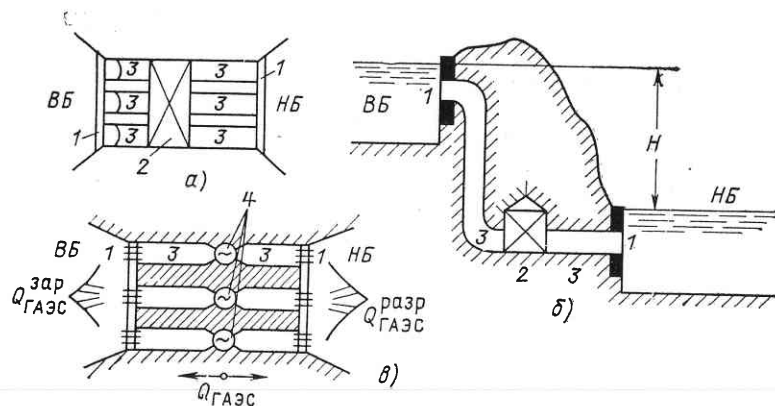


Рис. 1.6. Технологическая схема ГАЭС:
а — план гидроузла; б — разрез по основным водопроводящим сооружениям; в — обобщенная схема ГАЭС; 1 — сороудерживающие сооружения; 2 — здание ГАЭС; 3 — водопроводящие сооружения (водоводы); 4 — гидроагрегат

да и разряда ГАЭС, когда она работает как НС и ГЭС соответственно.

ГАЭС, так же как ГЭС и НС, различаются по длительности цикла заряд-разряд, типу используемого основного оборудования, конструктивному исполнению и целевому назначению, а также по виду гидроаккумулирования.

Обязательные элементы ГАЭС: верхнее и нижнее водохранилища или бассейны (ВБ и НБ по аналогии с ГЭС); здание ГАЭС с установленным в нем основным оборудованием; водоподводящие и водоотводящие сооружения, которые меняют свое назначение в зависимости от вида работы ГАЭС (заряд-разряд) (рис. 1.6). В некоторых случаях на ГАЭС возможна установка уравнильных резервуаров (рис. 1.7, в).

В зависимости от объема водохранилища различают ГАЭС краткосрочного и длительного аккумулирования.

По напору ГАЭС можно разделить на три группы: низконапорные — до 60—80 м, средненапорные — от 80—100 до 300—400 м, высоконапорные — свыше 300—400 м.

ГАЭС могут быть несовмещенного (чистого) и совмещенного (смешанного) гидроаккумулирования. В первом случае естественная приточность в верхний бассейн отсутствует полностью, в нижний — частично. Нижний бассейн используется только для нужд ГАЭС. Пример такой ГАЭС в СССР — Загорская на р. Кунья вблизи г. Загорска Московской обл. Приток р. Кунья здесь используется только для восполнения потерь воды из нижнего в верхний бассейн.

В совмещенной схеме гидроаккумулирования существует естественный приток в верхний бассейн (рис. 1.7). Оба водохранилища ГАЭС или одно из них является составной частью ГЭС. Пример такой ГАЭС в СССР — Киевская на р. Днепр, нижним бьефом которой является водохранилище Киевской ГЭС. В ряде слу-

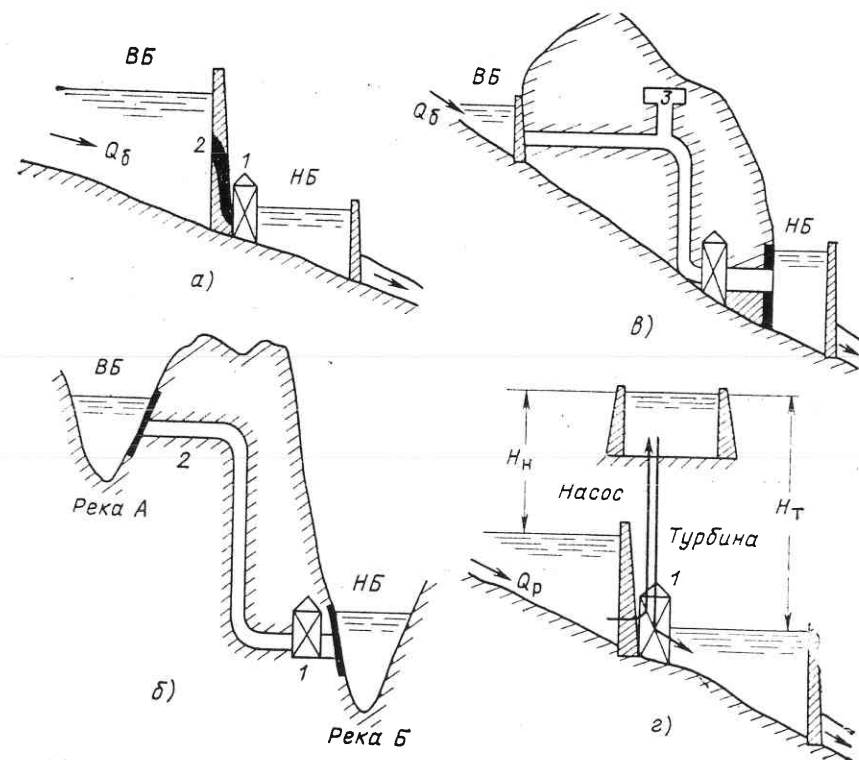


Рис. 1.7. Схемы ГАЭС смешанного типа:

а — плотинная схема; б — на переброске стока; в — деривационная; г — увеличенного напора; 1 — здание ГАЭС; 2 — напорные водоводы; 3 — уравнильный резервуар

чаев в одном гидроузле могут быть совмещены ГЭС и ГАЭС, что позволяет классифицировать их как ГЭС-ГАЭС.

Гидравлическое аккумулирование энергии возможно и путем использования схемы с переброской стока нескольких рек (рис. 1.7, б). Примером такой схемы может служить проект Тербля-Рикской ГАЭС, базирующейся на существующей схеме использования перепада уровней рек Тербля и Рики в Карпатах.

Принципиально возможна установка агрегатов ГАЭС на существующих каскадах ГЭС сомкнутого типа (рис. 1.7, а). Для повышения напоров таких ГАЭС в режиме разряда возможно использование дополнительного водохранилища, сооружаемого в районе существующей ГЭС на одном из высоких берегов реки. Подобная схема получила название ГЭС-ГАЭС увеличенного напора (рис. 1.7, г).

Нижний бассейн и здание ГАЭС могут быть и подземного типа. В этом случае нижний бассейн располагается, как правило, на большой глубине (более 500 м).

ГАЭС чистого аккумулирования, как правило, имеют напоры

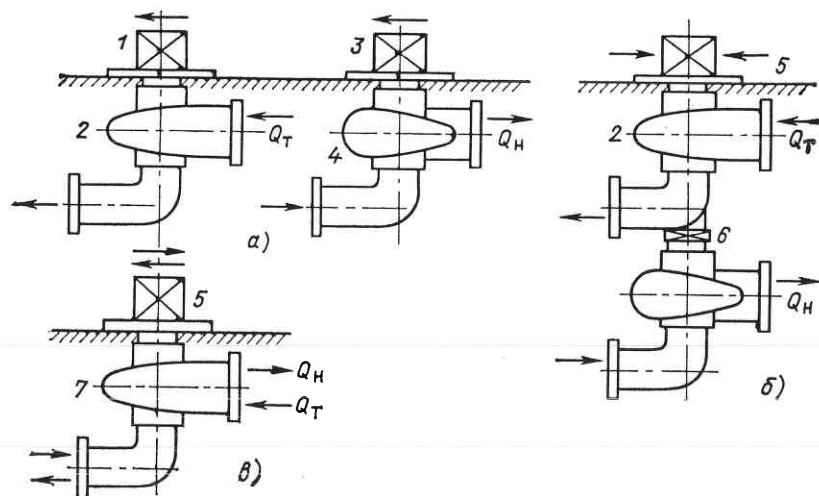


Рис. 1.8. Схемы основного оборудования ГАЭС:

а — четырехмашинная; б — трехмашинная; в — двухмашинная (обратимый агрегат); 1 — генератор; 2 — турбина; 3 — двигатель; 4 — насос; 5 — двигатель-генератор; 6 — соединительная муфта; 7 — насос-турбина (обратимая гидромашина)

более 200—300 м, что объясняется необходимостью уменьшения площади затоплений при сооружении верхнего и нижнего бассейнов. Совмещенные ГЭС-ГАЭС по диапазону изменения напора очень разнообразны. На ГАЭС используются следующие турбины: диагональные, поворотные-лопастные, радиально-осевые и насосы: осевые, диагональные, радиально-осевые (центробежные).

Водохранилища ГАЭС могут дополнительно служить для целей водоснабжения, рекреации и разведения рыб.

По составу основного оборудования ГАЭС делятся на три категории: четырех-, трех- и двухмашинные схемы (рис. 1.8). Четырехмашинная схема (рис. 1.8, а) представляет собой сочетание в одном створе ГЭС и НС с соответствующими агрегатами: турбина-генератор, двигатель-насос. Он применяется, как правило, для больших напоров и малых расходов (более 1000 м и до 10 м³/с в одном агрегате). Достоинством этой схемы является возможность оптимального использования насосного и турбинного оборудования ГАЭС. Недостаток — большие затраты по гидроузлу в целом. По четырехмашинной схеме построена ГАЭС Эцталь (Австрия) с двумя агрегатами при напоре 1655 м, мощность 544 МВт; ГАЭС Тирфед (Швейцария) при напоре 292 м, мощностью 900 МВт и др.

Трехмашинная схема имеет один обратимый двигатель-генератор, турбину и насос (рис. 1.8, б). Экономически эта схема более эффективна, хотя и сложнее технологически. Она требует значительной высоты здания ГАЭС при вертикальном вале агрегата или его длины при горизонтальном расположении вала. Трех- и четырехмашинные схемы предполагают использование

различных типов гидромашин, и до последнего времени они широко применялись на ГАЭС в Австрии, ФРГ, Швейцарии и других странах на напорах до 1000 м.

В последнее время в мире наибольшее распространение получила двухмашинная схема, или схема с обратимыми агрегатами (рис. 1.8, в). Такая схема наиболее экономична, но и сложнее по технологии изготовления и эксплуатации. Обратимыми могут быть поворотные-лопастные, радиально-осевые и диагональные гидроагрегаты. Диапазон напоров обратимых гидромашин в настоящее время изменяется от нескольких до 1000 м (например ГАЭС Ла Кош во Франции, напор 930 м). ГАЭС с обратимыми агрегатами имеются в Австрии, Англии, Испании, ПНР, СССР, США; особенно много их в Японии. Единичная мощность обратимых агрегатов доходит до 700 МВт (проект ГАЭС Брем в ФРГ). В СССР в настоящее время действует Киевская ГАЭС мощностью 225 МВт при напоре 71 м с обратимыми и насосными агрегатами. Строятся две ГАЭС — Загорская и Кайшядорская мощностью 1200 и 1600 МВт соответственно с обратимыми радиально-осевыми агрегатами (напор 100 м и мощность 200 МВт). Намечается строительство еще нескольких ГАЭС в европейской части СССР.

1.1.5. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Приливные электростанции (ПЭС) используют потенциальную энергию приливов для выработки электроэнергии. Первые установки подобного типа использовали в основном кинетическую энергию прилива (т. е. приливное течение), которая весьма невелика. Действительно, максимальный потенциальный поток мощности, проходящий через 1 м² живого сечения потока S при максимальной скорости прилива $v=2,5$ м/с может быть рассчитан по формуле $N=9,81 \cdot QH=9,81 (vS) v^2/(2g)$ и составляет 7,35 кВт.

Учитывая синусоидальный характер изменения скорости прилива во времени, можно утверждать, что средневзвешенное значение N будет не более 3 кВт на 1 м² живого сечения приливного потока, что весьма мало для современной энергетики. Однако для изолированных регионов с малыми нагрузками, где сооружение крупных ПЭС нецелесообразно, подобное использование энергии прилива может быть оправдано.

ПЭС в основном ориентированы на использование потенциальной энергии прилива (энергия давления и положения) и относятся к низконапорным ГЭС; их напор не превышает 20 м. Это определяет тип используемого турбинного оборудования; в основном это горизонтальные капсульные поворотные-лопастные агрегаты. Режим ПЭС во многом зависит от приливно-отливных явлений на Земле и схемы станции. Различают одно- и многобассейновые ПЭС, одностороннего и двустороннего действия с разным размещением здания ПЭС (ГЭС и НС). Концентрация напора на ПЭС осуществляется за счет строительства глухой плотины и совмещенного здания ГЭС. Эти сооружения разделяют водную акваторию

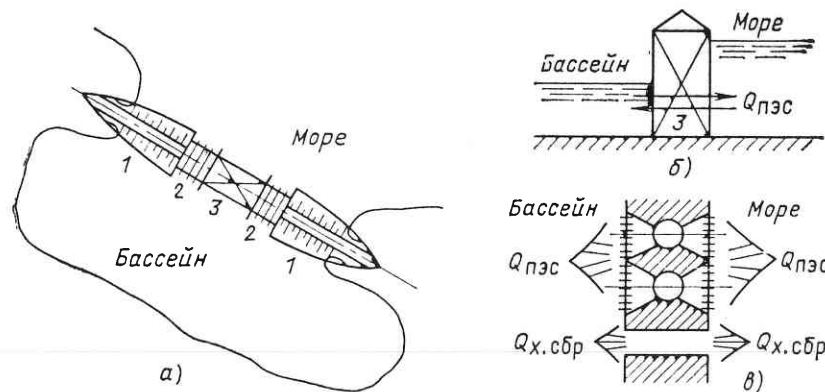


Рис. 1.9. Схема концентрации напора однобассейновой ПЭС:
а — план гидроузла; б — разрез по створу; в — обобщенная схема ПЭС; 1 — глухая плотина; 2 — водосливная плотина; 3 — здание ПЭС

на бассейны ПЭС и море (океан) (рис. 1.9). Напор ПЭС создается за счет искусственного поддержания разницы уровней в море и бассейне и определяется схемой станции и режимом ее работы.

По технологическому циклу ПЭС представляют собой сочетание ГЭС и НС низкого напора с замкнутым водным бассейном и морем — акваторией с независимым от ПЭС режимом изменения уровня воды. График выработки энергии ПЭС существенно зависит от схемы гидроузла и установленного оборудования (одностороннего действия или обратимого).

Для однобассейновой схемы ПЭС одностороннего действия (рис. 1.10, а) вода, собранная в бассейне, при отливе может быть пропущена через турбины ПЭС. Мощность будет выдаваться в течение меньшей половины приливного цикла. Коэффициент использования потенциальной энергии прилива здесь не превышает 22 %.

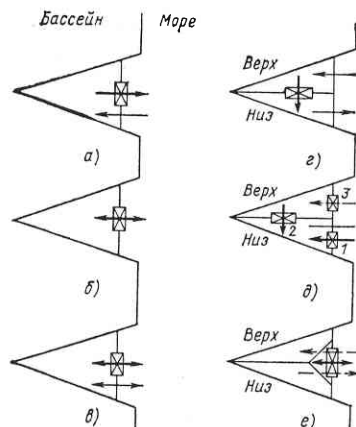


Рис. 1.10. Возможные схемы ПЭС:

— — турбинный режим; — — насосный режим; — — холостые сбросы

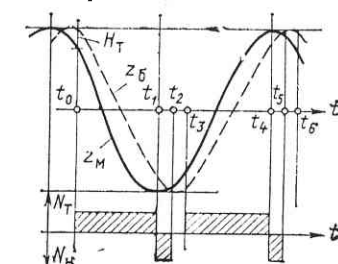


Рис. 1.11. Схема работы однобассейновой ПЭС с обратимыми агрегатами

При установке в той же схеме ПЭС обратных агрегатов энергия будет выдаваться при приливе и отливе (рис. 1.10, б) в течение большей части суток. Здесь существует высокая вероятность совпадения режима ПЭС с пиком нагрузки. Эта схема обеспечивает использование до 34 % энергии прилива.

В двухбассейновой схеме агрегаты могут быть размещены как на основной плотине, отделяющей бассейны от моря, так и на вспомогательной, разделяющей весь бассейн ПЭС на две части — верхнюю и нижнюю (рис. 1.10, г — е). Для такой схемы будет иметь место относительно непрерывный режим выработки энергии ПЭС при значительной стоимости самой станции. В зависимости от места установки оборудования ПЭС и принципа деления бассейна станции на части степень использования энергии прилива в двухбассейновой схеме колеблется от 13 % в схеме Декера (рис. 1.10, г) до 27,7 % в схеме Бернштейна (рис. 1.10, е). В схеме Клода (рис. 1.10, д) предполагается наличие одной насосной станции и двух генерирующих установок в плотинах ГЭС, что увеличивает отдачу ПЭС при значительном удорожании ее строительства.

Увеличение степени использования энергии прилива в энергосистеме возможно путем реализации на ПЭС насосного режима для ускорения заполнения или опорожнения бассейна или дополнительного поднятия его уровня по отношению к уровню моря (рис. 1.10, в, г, е).

По длительности цикла регулирования ПЭС относятся к электрическим установкам краткосрочного регулирования. Особенность режима ПЭС — изменение потенциальной энергии прилива в соответствии с лунным, а не солнечным календарем.

Для пояснения принципа использования приливной энергии на рис. 1.11 дана схема работы ПЭС с одним бассейном и обратимыми агрегатами для некоторого повторяющегося цикла в период $t_0—t_5$ (рис. 1.10, в).

Пусть в момент времени t_0 уровень воды в бассейне z_b больше уровня воды в море z_m на величину H_T , достаточную для работы агрегатов ПЭС в прямом турбинном режиме (рис. 1.11). До момента времени t_1 агрегаты ПЭС будут отдавать энергию в систему. В момент t_1 разница уровней z_b и z_m станет предельной по условиям использования агрегатов в прямом турбинном режиме.

В интервале $t_1—t_2$ происходит холостой сброс воды из бассейна в море и дополнительная перекачка воды в море для ускорения опорожнения бассейна (обратный насосный режим). Период $t_2—t_3$ соответствует режиму, когда $z_b = z_m = \text{const}$, а z_m поднимается в соответствии с мареогаммой.

В период $t_3—t_4$ напор на ПЭС достаточен для работы агрегатов в обратном турбинном режиме, когда вода из моря поступает в бассейн.

В интервале времени $t_4—t_5$ происходит холостой сброс воды из моря в бассейн для быстреего подъема его уровня, а также

насосная подача воды в бассейн (прямой насосный режим). Период t_5-t_6 — режим ожидания; далее весь цикл работы ПЭС повторяется.

На рассмотренном примере четко просматривается дискретный во времени режим ПЭС — недостаток, который частично можно устранить, используя многобассейновую схему ПЭС.

1.1.6. КАСКАДЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Каскады ГЭУ представляют собой наиболее общую технологическую схему перераспределения водной энергии во времени и пространстве, ее использования и преобразования несколькими ГЭУ одного или разного типа. Будем называть каскадом ГЭУ совокупность установок разного типа, расположенных на одном водотоке, канале, водоводе, или в одном речном бассейне, или в разных бассейнах и имеющих между собой гидравлическую связь по напору и расходу. Иногда эта связь дополняется организационно-управленческой и электрической связями.

Сооружение каскадов ГЭУ связано с требованиями комплексного использования и охраны водных ресурсов, с необходимостью повышения эффективности энергетического использования водотока, с технологическими и прочими ограничениями использования гидравлической энергии в экономике любой страны. Каскады ГЭУ могут состоять из ГЭС, НС, ГАЭС или ГЭС-ГАЭС разной схемы концентрации напора, вида регулирования стока и мощности. При этом особое значение приобретает вид регулирования и режим работы верхней ГЭС или нижней НС в каскаде ГЭУ.

Каскады плотинных ГЭС могут быть сомкнутыми и разомкнутыми.

Сомкнутые каскады (рис. 1.12) представляют собой цепочку озер-водохранилищ, уровень воды в которых значительно превышает уровень воды в реке в естественном состоянии. В таких случаях говорят о наличии подпора в нижнем бьефе ГЭС $\Delta H_{\text{подп}}$. Подпор имеет место даже при нулевых расходах ГЭС, что весьма важно для обеспечения многоцелевого использования гидроэлектростанций. На плотинных ГЭС (рис. 1.12, а) подпор достигает 3—10 м.

В разомкнутом каскаде имеются участки реки, находящиеся в течение всего года или части его в естественном состоянии, что ведет к уменьшению степени использования напора водотока на размер потерь $\Delta H_{\text{пот}}$.

Как было сказано выше, в каскадах плотинных ГЭС, особенно сомкнутых, имеющих наибольшее распространение в СССР, существует гидравлическая связь гидроэлектростанций между собой как по расходу, так и по напору: изменение режима одной ГЭС сразу же сказывается на режиме всего каскада. Вследствие этого речь может идти только об оптимизации режима всего каскада ГЭУ в целом.

Деривационные ГЭС также могут образовывать сомкнутый или

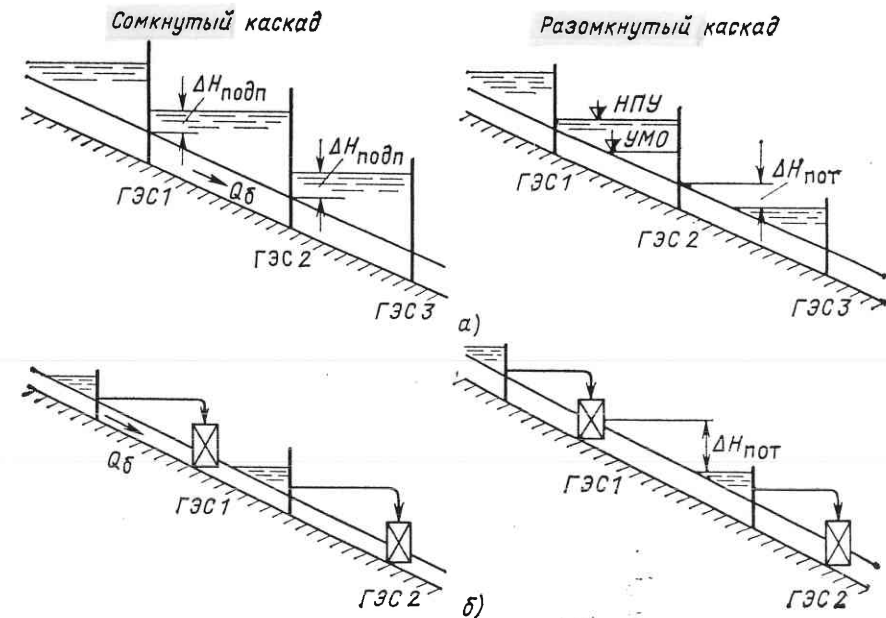


Рис. 1.12. Технологические схемы каскадов ГЭС

разомкнутый каскад (рис. 1.12, б). В первом случае водозабор нижней ГЭС совпадает с нижним бьефом верхней ГЭС; во втором случае между нижним бьефом верхней ГЭС и водозабором нижней ГЭС есть участок реки в естественном состоянии.

Технологическая схема преобразования энергии на каждой отдельной ГЭУ будет соответствовать конкретным схемам, различающимся по способу концентрации напора. Технологическая схема всего каскада будет определяться в режимной части и видом расчетов — длительные или краткосрочные, способом концентрации напора и видом каскада (рис. 1.13). Так, для плотинной схемы в расчетах длительных режимов имеется связь ГЭС в сомкнутом каскаде по расходу и напору при учете боковой приточности и инерционности гидравлических процессов (наличие времени добегания волны расхода между створами). В разомкнутом каскаде имеется связь только по расходу.

В расчетах краткосрочных режимов каскада ГЭС длительного регулирования режимная связь по расходу и напору в рассматриваемом интервале времени практически отсутствует. Другие возможные виды связи ГЭС в каскаде будут рассмотрены ниже при анализе режимных задач.

На рис. 1.14 показаны схемы каскадов НС с водохранилищами, ГАЭС чистого аккумулирования и каскад из двух ГЭС с контррегулированием.

Технологическая связь в каскадах НС и ГАЭС осуществляется в темпе времени и по объему попусков. В каскадах ГЭС воз-

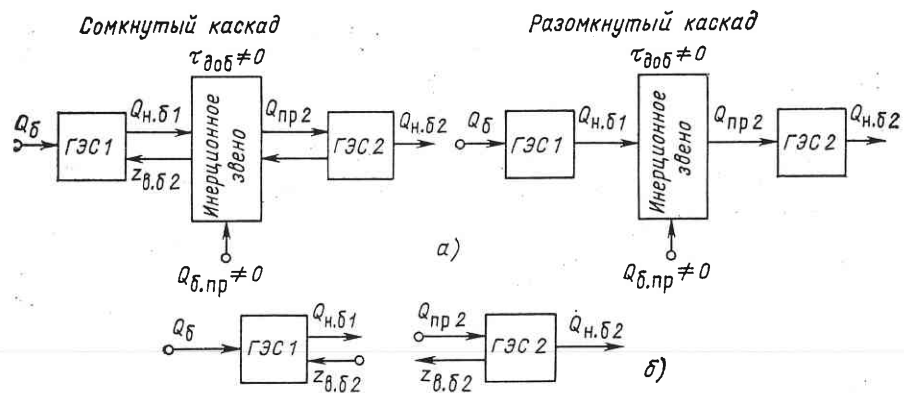


Рис. 1.13. Обобщенная схема преобразования энергии в каскаде ГЭС:
а — длительного регулирования; б — краткосрочного регулирования

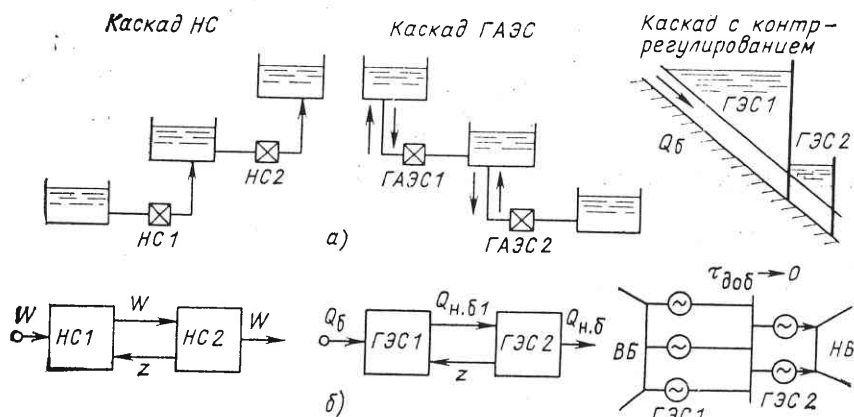


Рис. 1.14. Схемы каскадов НС, ГАЭС и ГЭС с контррегулирующим:
а — технологические схемы каскада; б — обобщенные схемы каскада

можно наличие и более сложных связей: времени добегания, боковой приточности, связи по расходу.

В СССР каскады ГЭС на Волге, Каме, Днепре, Ангаре, Енисее и других реках обеспечивают снабжение водной промышленности, сельского хозяйства, дают дешевую электроэнергию, принимают на себя значительную часть транспортных перевозок и т. д., иными словами, они обеспечивают действительно комплексное использование водных ресурсов. Примером каскадов деривационных ГЭС являются Рионский в Грузии и Севано-Разданский в Армении.

Примерами каскадов насосных станций могут служить канал Москва — Волга, Волго-Донской канал и др.

В последнее время все более широкое распространение находят особые виды каскадов из двух ГЭС с контррегулирующим

(см. рис. 1.14). Примеры подобных каскадов — Майнская и Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисей, Миатлинская и Чиркейская ГЭС на р. Сулак и др. Верхняя ГЭС в таком каскаде имеет большую мощность и напор и ведет длительное регулирование речного стока и неограниченное краткосрочное регулирование, решая тем самым проблему получения регулирующих мощностей в системе. Нижняя контррегулирующая ГЭС имеет малые мощность и напор и водохранилище, обеспечивающее только суточное-недельное перерегулирование крайне неравномерного режима пусков верхней ГЭС в равномерные, определяемые требованиями экономики региона и охраны окружающей среды.

Эти ГЭС, как правило, близко расположены друг к другу и имеют тесную технологическую связь. Вследствие этого расчет и оптимизация любого режима таких ГЭС может осуществляться лишь при их совместном рассмотрении.

При малом времени добегания волны расходов между створами этих ГЭС и отсутствии боковой приточности в водохранилище нижней ГЭС (см. рис. 1.13) подобный каскад можно представить в виде одной ГЭУ с последовательно-параллельным включением агрегатов при специфических правилах управления ими (см. рис. 1.14).

1.1.7. ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

Энерготехнологические комплексы (ЭТК) представляют собой сложное промышленное предприятие комплексного назначения, в состав которого входит ГЭУ и другое промышленное предприятие, территориально и технологически связанные между собой. В случае комбинации ГЭУ с другими видами электростанций ЭТК носит название энергетического комплекса (ЭК). В общем случае энергия ГЭУ может быть использована и в регионе гидроэлектростанции для получения какого-либо субпродукта, например жидкого водорода, аммиака и т. д.

Создание энергетического комплекса позволяет эффективно разрешить ряд задач, что дает ему преимущества по сравнению с вариантом строительства изолированных электростанций. Это — комплексное использование водных ресурсов разными видами электростанций, лучшее использование их технологических особенностей, улучшение режимных показателей электростанций, сокращение площади отчуждения для строительства и затрат на него и т. д.

Целесообразность сооружения ЭК определяется и ростом потребления воды на крупных ТЭС и АЭС. Для этого требуется наличие значительных объемов воды, которые могли быть использованы на ГЭУ для получения дополнительной энергии. Объясняется это тем, что современные пруды-охладители ТЭС и АЭС представляют водохранилища значительного объема. Например, ТЭС и АЭС в 4—6 ГВт потребляют безвозвратно 60—68 млн. м³ пресной воды в год при использовании прудов-охладителей и око-

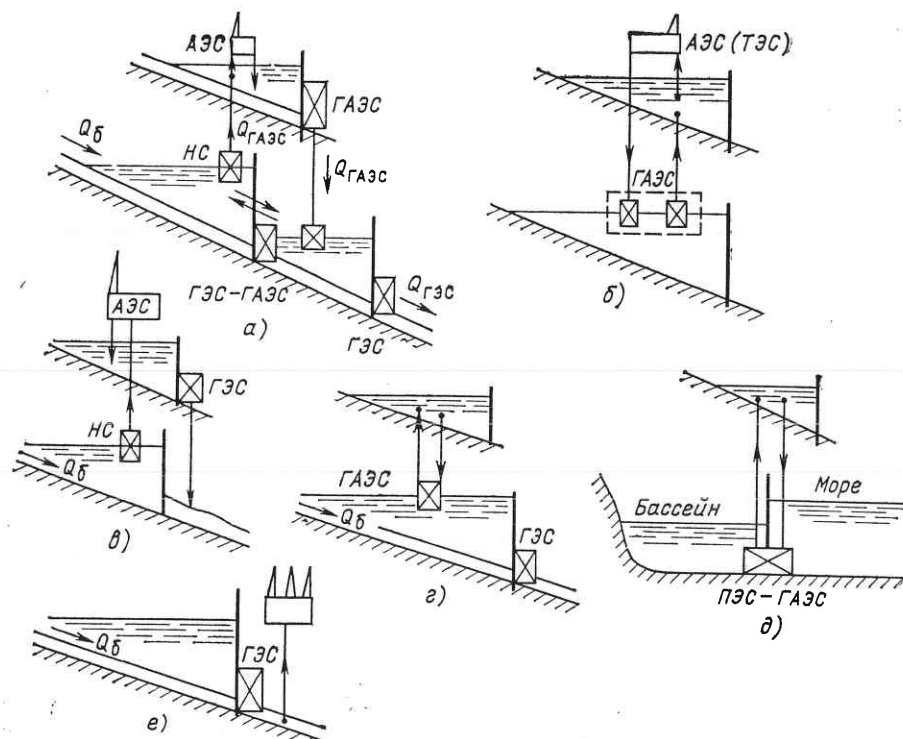


Рис. 1.15. Технологические схемы энергетических комплексов

ло 2,5 млн. м³ в год при использовании градиен. Для сравнения укажем, что полезный объем верхнего водохранилища Загорской ГАЭС мощностью 1200 МВт составляет около 20 млн. м³.

Целесообразность технологического использования воды на ТЭС и АЭС из водохранилищ ГЭУ объясняется и лучшими условиями охлаждения, что повышает КПД теплоустановок.

Энергетические комплексы получили распространение за рубежом (США, Австрия, ЮАР и другие страны). В СССР на р. Южный Буг строится Южно-Украинский ЭК, включающий в себя АЭС, Ташлыкскую ГАЭС, Константиновскую ГЭС-ГАЭС и Александровскую ГЭС с контррегулированием. Технологическая схема этого комплекса показана на рис. 1.15, а. В этой схеме Константиновская ГЭС-ГАЭС снабжает водой сельское хозяйство (забор воды из верхнего бьефа), дает гарантированный объем попусков в нижний бьеф, работает в пиковом режиме и обеспечивает дополнительную подкачку воды из нижнего водохранилища. Насосные станции Константиновского водохранилища и обратимые агрегаты Ташлыкской ГАЭС обеспечивают режим ее заряда. Добавочный объем воды ГАЭС может быть получен за счет небольшой приточности.

Отработанная вода АЭС сбрасывается в верхнее водохранили-

ще ГАЭС, а забирается блочными насосами из водохранилища Константиновской ГЭС-ГАЭС, что гарантирует ее высокие технологические показатели (низкая температура и чистота воды).

На рис. 1.15 показаны и другие возможные схемы энергетических комплексов. Например, на рис. 1.15, б показана схема, включающая в себя ТЭС (АЭС) и ГАЭС. Пруд-охладитель ТЭС (АЭС) расположен на высоком берегу реки. Вода из него сбрасывается через ГАЭС в нижнее водохранилище и в насосном режиме ГАЭС, снова подается в пруд-охладитель и далее на ТЭС (АЭС). Сброс отработанной воды ТЭС (АЭС) осуществляется в пруд-охладитель. В зависимости от мощности НС и схемы ГАЭС она может работать в насосном режиме или круглосуточно, удовлетворяя технологический процесс ТЭС (АЭС), или часть суток.

На рис. 1.15, в показана схема энергетического комплекса также включающего в себя ТЭС (АЭС) и ГАЭС, где в турбинном режиме вода из пруда-охладителя сбрасывается в нижний бассейн ГАЭС. Эта схема предполагает наличие значительной приточности в пруд-охладитель.

На рис. 1.15, г показана схема энергетического комплекса с ГАЭС и ГЭС (Киевская ГЭС и ГАЭС). Возможны и другие схемы, например ГАЭС и ПЭС, две ГЭС и ГАЭС между ними и т. д. (рис. 1.15, д).

На рис. 1.15, е показана принципиальная схема энерготехнологического комплекса — ГЭС и предприятие для получения какого-либо субпродукта.

Особенности процесса преобразования энергии на ГЭУ, входящих в энерготехнологический комплекс, определяются их схемами, рассмотренными выше, а также режимами других электростанций и промышленных предприятий, входящих в комплекс.

1.1.8. ВОЛНОВЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Волновые электростанции (ВГЭС) в отличие от других рассмотренных типов ГЭУ не требуют наличия гидротехнических сооружений для концентрации напора.

Основная задача волновых электростанций — преобразовать потенциальную и кинетическую энергию волн в кинетическую энергию пульсаций в данном месте моря (океана) и сконцентрировать эти пульсации в направленное усилие, вращающее вал генератора. Рабочим телом в этой станции может быть как сама морская вода, так и воздух. Энергия волн может либо непосредственно преобразовываться в энергию вращения вала генератора с редуктором, либо служить основой для привода воздушной турбины. К настоящему времени известно значительное число предложений по использованию энергии волн как в СССР, так и за рубежом.

Наибольшее внимание развитию волновых электростанций уделяется в Англии, Канаде, Японии и США, где уже созданы специальные исследовательские лаборатории, а также создаются опытно-промышленные установки.

Основные трудности при реализации проектов волновых станций — обеспечение надежного крепления преобразователей энергии волн, работающих в со-

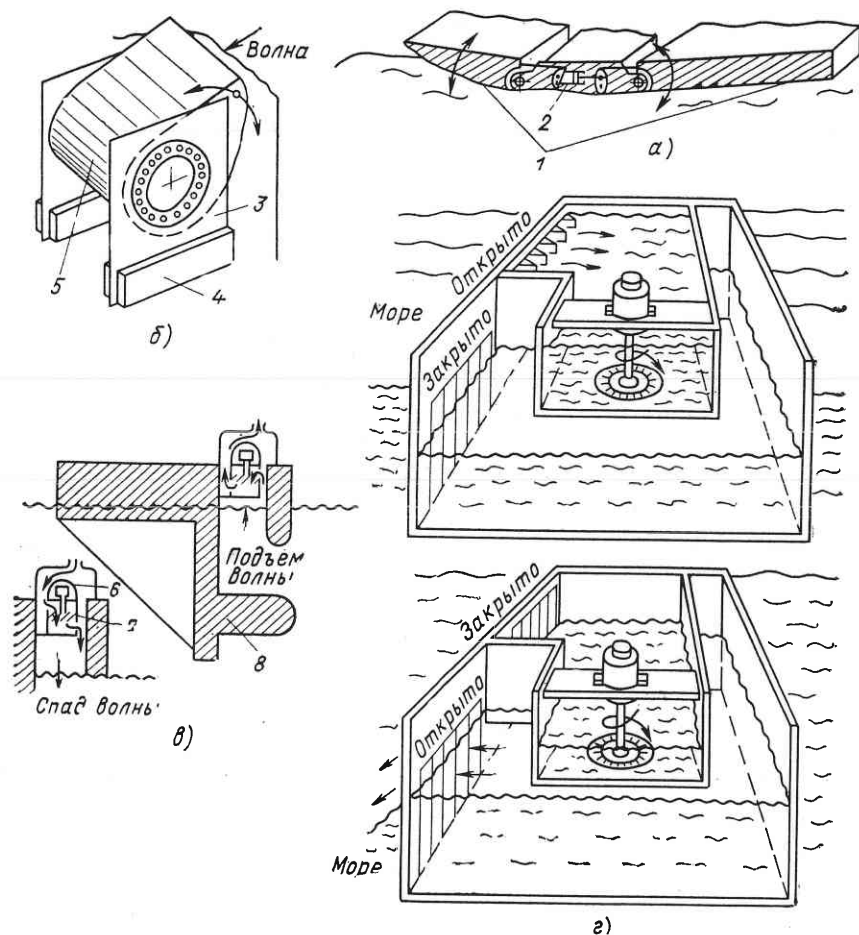


Рис. 1.16. Перспективные схемы волновых электростанций:
а — «плот Кокерелля»; б — «утка» Солтера; в — «пульсирующий столб» Масуды; г — преобразователь Рассела для двух режимов пусков; 1 — понтоны; 2 — гидравлический двигатель; 3 — стенка; 4 — балласт; 5 — подвижный элемент; 6 — генератор; 7 — турбина; 8 — корпус станции

ленной морской воде в разных условиях волнения моря (от штиля до шторма); создание эффективных схем преобразования энергии волн в электрическую при любых возможных направлениях их движения; надежная передача энергии потребителю в соответствии с его потребностями, не всегда совпадающими с волновым спектром в данном районе, и др.

Из большого числа проектов волновых электростанций можно выделить четыре, обладающих некоторыми преимуществами над другими: «плот» Кокерелля, «качающаяся утка» Солтера, «пульсирующий столб» Масуды и преобразователь Рассела (рис. 1.16).

«Плот» Кокерелля (рис. 1.16, а) представляет собой плавающий на поверхности воды понтон, состоящий из трех частей, шарнирно связанных друг с дру-

гом. Взаимное перемещение частей понтона вызывает сжатие рабочей жидкости в средней части плота, которая используется для вращения вала турбины.

Расчеты показывают, что «плот» Кокерелля размером 107×50 м способен обеспечить мощность 2 МВт. Для повышения КПД преобразования энергии волн в электрическую рабочая кромка плота должна располагаться строго перпендикулярно направлению движения волн. Сами плоты должны располагаться отдельно друг от друга на расстоянии, равном ширине плота.

«Качающаяся утка» Солтера — проект, разработанный в Эдинбургском университете доктором Солтером. Каждый элемент этой волновой ГЭС состоит из опорных стенок с балластом и подвижного элемента, перемещающегося вокруг оси в соответствии с колебаниями уровня моря (рис. 1.16, б).

Несколько «уток» Солтера соединяются между собой с помощью общего вала, имеющего одно направление вращения, что обеспечивается храповым механизмом. Энергия вращения общего вала преобразуется далее разными способами в энергию вращения вала генератора. «Утка» Солтера, как и «плот» Кокерелля, обладает хорошими энергетическими характеристиками. Кроме того, ее КПД менее чувствителен к частоте волн.

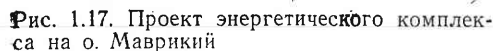
«Пульсирующий столб» Масуды представляет собой устройство, напоминающее коробку, «пляшущую» на воде (рис. 1.16, в). Поднятие-опускание уровня моря приводит к появлению либо избыточного давления, либо разрежения в некоторой замкнутой полости. Вследствие этого приводится во вращение воздушная турбина и далее — генератор. КПД этой ВГЭС мало зависит от направления движения воды. Эффективность «столба» Масуды существенно зависит от частоты волн, достигая максимума в пределах $1,2\text{—}1,3$ Гц. Волновые электростанции подобного типа планируется размещать на достаточно глубоких местах.

«Плавающий атолл» основан на аналогичном принципе действия. Он представляет полусферу, плавающую ниже уровня моря. В верхней части ее размещены воздушная турбина и генератор. Такое устройство диаметром 75 м и высотой 18 м способно обеспечить получение 2 МВт.

Преобразователь Рассела (рис. 1.16, г) состоит из нескольких последовательно соединенных друг с другом коробкообразных устройств, расположенных в основном под уровнем моря. Смежные перегородки образуют резервуары с разными уровнями воды в них — высоким и низким. Заполнение и опорожнение этих резервуаров водой происходит в соответствии с заданной программой работы клапанов и режимом поднятия-опускания уровня моря в данном месте. Вода из верхних резервуаров пропускается через турбины в нижние и используется для выработки энергии. Подобное устройство может быть жестко укреплено на дне моря. КПД подобной установки несколько хуже, чем установок, рассмотренных выше.

Для повышения надежности снабжения энергией потребителей целесообразно сочетание волновой электростанции с другими энергоустановками или преобразование низконапорной волновой энергии в высоконапорную. Так, в Норвегии создана установка, которая использует энергию набегающей на берег волны для поднятия воды на высоту до 100 м. Для этого используется специальное «фокусирующее» устройство. Аккумулируемая вода подается далее на турбины ГЭС в требуемое время и в нужном количестве.

На рис. 1.17 показана схема энергетического комплекса на о. Маврикий (Индийский океан), состоящего из ГЭС1, ГАЭС2 и преобразователя энергии



1.1.9. МАЛЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Основные типы оборудования, устанавливаемого на малых ГЭС, — обычные турбины всех типов, трубные или S-образные агрегаты; агрегаты типа Straflo; бульбовые (капсульные), поперечно-струйные; активные турбины Тюрго; сифонные агрегаты.

Гидроэнергетические установки весьма разнообразны по своему типу, способу концентрации напора, гидравлическим схемам,

режимным и другим показателям. Вследствие этого невозможно дать общие рекомендации для решения задачи эффективного использования гидроэнергетических ресурсов всех видов. Решение указанной задачи должно максимально учитывать конкретные особенности каждой ГЭУ.

Используя системный подход, можно также разделить все виды потерь энергии на ГЭУ на две категории — технологические и режимные. К первой категории будут относиться те неизбежные виды потерь энергии, которые определяются данной технологической схемой и не зависят или мало зависят от времени и являются общими для разных типов ГЭУ. Технологические потери энергии присущи каждому элементу процесса преобразования энергии на ГЭУ, взятому отдельно, вне связи с другими элементами. Уменьшение этих потерь связано с повышением эффективности технологии проектирования, строительства и эксплуатации ГЭУ, в том числе с улучшением гидравлических показателей компонентов ГЭУ за счет повышения качества строительных материалов и конструкции гидроузла, включая и гидроагрегат в целом. Для каждого из отмеченных видов потерь энергии первой категории можно получить обобщенные энергетические характеристики и использовать их в оптимизационных расчетах.

Технологические потери энергии на ГЭУ, в свою очередь, разделяются на агрегатные и общестанционные. Первые определяются только режимом работы основного элемента любой ГЭУ — гидроагрегата в данный момент времени (потери энергии в турбине, генераторе, блочном водоводе и т. д.). Вторые зависят от режима работы всех агрегатов и ГЭУ в целом (потери в верхнем и нижнем бьефах, деривации, общих водоводах, за счет холостых сбросов воды и т. д.). Отсюда следует необходимость разного подхода к этим видам потерь с точки зрения как технологии описания процесса, так и математической.

Режимные потери энергии и мощности определяются показателями работы всей ГЭУ в целом, включая водохранилище. Эти потери, базируясь на технологических характеристиках элементов ГЭУ, позволяют учесть общестанционные потери мощности в данный момент времени на основе выбора оптимального числа и состава работающих агрегатов и водопроводящих сооружений гидроузла, а также режимные потери энергии и мощности во времени, связанные с изменением фактора интенсивности энергоре-

сурсов — напора от режима станции и явлением последствия. Последние виды потерь связаны как с динамическими гидравлическими процессами на ГЭУ, так и с изменением режима водохранилищ и самой ГЭУ во времени. Все эти виды потерь энергии должны учитывать технологические особенности ГЭУ в целом, а также ее бьефов, математические модели притока воды к ГЭУ, отборы и потери воды на гидроузле в целом.

Для оценки эффективности работы ГЭУ и ее элементов необходимо использовать как абсолютные, так и удельные и дифференциальные показатели ее режима. Абсолютные показатели (мощность, напор, расход, выработка и т. д.) позволяют оценить в целом сравнительную эффективность режима ГЭУ; они являются основой численных расчетов на ЭВМ. Удельные показатели (отношения абсолютных показателей) позволяют оценить так называемую материалоемкость технологического процесса ГЭУ — один из важнейших показателей эффективности работы любого предприятия. Дифференциальные показатели более чувствительны к изменению показателей режима и широко используются в оптимизационных расчетах, особенно при аналитическом решении разных задач.

В целом задача оптимального использования гидроэнергopotенциала на самой ГЭУ может быть представлена следующим образом.

Для заданного (подведенного) значения гидроэнергopotенциала $\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}$ за период времени T требуется найти такой режим эксплуатируемой ГЭУ, чтобы обеспечить минимум потерь энергии на ГЭУ $\Delta \mathcal{E}_{ГЭУ}$ или максимум КПД $\eta_{ГЭУ}$ при учете разного рода ограничений и условий, т. е.

$$\mathcal{E}_{ГЭУ} = \int_0^T N_{ГЭУ}(t) dt \rightarrow \max \quad (1.1)$$

при заданном значении подведенной энергии, т. е.

$$\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под} = \int_0^T N_{ГЭУ}^{под}(t) dt = A \quad (1.2)$$

или

$$\eta_{ГЭУ} = \frac{\mathcal{E}_{ГЭУ}}{\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{ГЭУ}}{\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}} \rightarrow \max. \quad (1.3)$$

Здесь $\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}$ — заданная постоянная величина за период T , определяемая запасами гидроэнергоресурсов в рассматриваемом створе ГЭУ. Величина $\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}$, как правило, переменная за период T , определяющаяся как солнечной деятельностью, так и особенностями рассматриваемого вида гидроресурсов в данном регионе. В связи с этим смысл понятия «постоянная величина $\mathcal{E}_{ГЭУ}^{под}$ » заключается в том, что она не зависит от технологии преобразования энергии на ГЭУ и определяется в основном природными

факторами. Очевидно, что знание закономерностей изменения подведенной энергии к ГЭУ во времени играет огромную роль в гидроэнергетике.

Потери энергии $\Delta \mathcal{E}_{ГЭУ}$ определяются технологическими и режимными факторами, зависящими от конкретного типа ГЭУ. От последнего зависит и технологическая модель преобразования энергии на гидроэлектростанции, количество этапов в ней, объединенных некоторым общим показателем или фактором. В качестве такого фактора, объединяющего весь технологический процесс любой ГЭУ следует принимать расход (сток) воды, проходящей в данный момент (за период) времени через гидроузел, т. е. количественный фактор гидроэнергии Q или W (см. § 1.1).

Соотношения (1.1) — (1.3) отражают собой энергетическую эффективность технологического процесса на самой ГЭУ за период времени T и наиболее полно учитывают все режимные потери гидроэнергоресурсов. Эти показатели наиболее характерны именно для ГЭУ — технологических установок, обладающих зависимостью «калорийности» его топлива (напора) от количества израсходованного ресурса (расхода, стока). Для ТЭС и АЭС, не имеющих в явном виде зависимости эффективности режимов в данный момент времени от предыдущего состояния технологического процесса, более характерны показатели изменения мощности во времени. Аналогичные показатели применимы и для тех ГЭУ, которые не имеют эффекта последствия (например, деривационные ГЭС, работающие по водотоку без водохранилища, волновые электростанции). Для них общая постановка задачи эффективного использования гидроэнергоресурсов будет сводиться к обеспечению максимума полезной мощности на шинах генератора $N_{ГЭУ}$ при заданной подведенной мощности в данный момент времени t $N_{ГЭУ}^{под}(t)$ т. е.

$$N_{ГЭУ}(t) = [V_{ГЭУ}^{под}(t) - \Delta N_{ГЭУ}(t)] \rightarrow \max, \quad (1.4)$$

или

$$\Delta N_{ГЭУ}(t) \rightarrow \min, \quad (1.5)$$

или

$$\eta_{ГЭУ}(t) = \frac{N_{ГЭУ}(t)}{N_{ГЭУ}^{под}(t)} = 1 - \frac{\Delta N_{ГЭУ}(t)}{N_{ГЭУ}^{под}(t)} \rightarrow \max. \quad (1.6)$$

Для разработки обобщенной технологической модели ГЭУ были проанализированы все схемы, представленные в § 1.1. Анализ этих схем показал, что все они обладают теми или иными этапами, присущими наиболее сложному виду ГЭУ — каскаду деривационных гидроэлектростанций (см. рис. 1.2 и 1.12).

Для указанного типа ГЭУ обобщенная технологическая модель (рис. 1.18) состоит из следующих этапов: 1 — «заготовка» энергоресурса и его транспорт к гидроузлу в целом; 2 — хранение и перераспределение энергоресурса во времени; 3 и 4 — транспорт

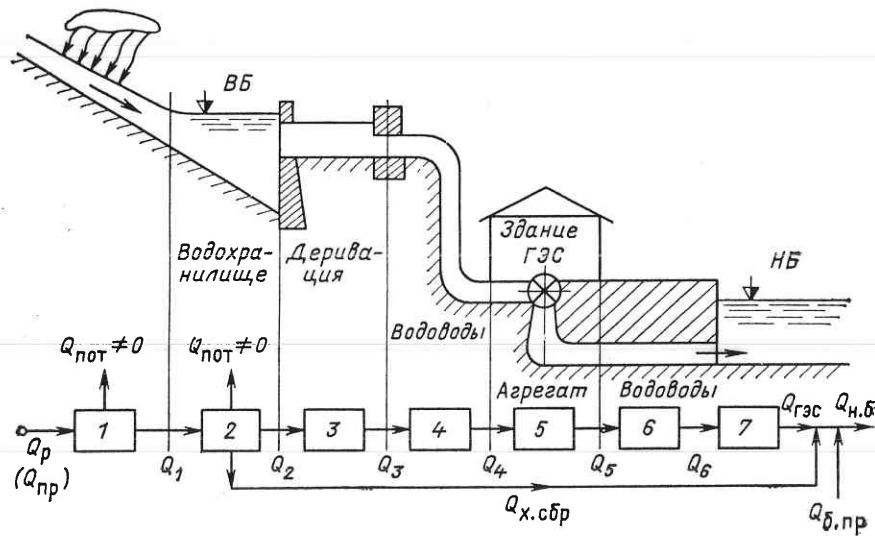


Рис. 1.18. Обобщенная технологическая модель ГЭУ с водохранилищем

энергии к гидроагрегату по деривации и напорным водоводам; 5 — преобразование энергии в гидроагрегате; 6 — отведение воды или энергоносителя от гидроагрегата; 7 — отведение воды или энергоносителя от ГЭУ в целом.

Все эти этапы по своим технологическим особенностям являются относительно самостоятельными и связаны друг с другом общим фактором — расходом (стоком) воды, проходящей через ГЭУ. Это позволяет вначале проанализировать особенности каждого этапа в отдельности и затем учесть их при построении эффективной схемы использования гидроэнергопотенциала на ГЭУ в целом.

Для схемы на рис. 1.18 баланс мощности и энергии будет иметь следующий вид:

$$N_{ГЭУ} = N_{ГЭУ}^{под} - \Delta N_{ГЭУ} = N_{ГЭУ}^{под} - \sum_{i=1}^7 \Delta N_i = N_{ГЭУ}^{под} - (\Delta N_1 + \Delta N_{в.б} + \Delta N_{дер} + \Delta N_{вод} + \Delta N_a + \Delta N_{отв} + \Delta N_{н.б}); \quad (1.7)$$

$$\mathcal{E}_{ГЭУ} = \mathcal{E}_{ГЭУ}^{под} - \Delta \mathcal{E}_{ГЭУ} = \mathcal{E}_{ГЭУ}^{под} - \sum_{i=1}^7 \Delta \mathcal{E}_i = \mathcal{E}_{ГЭУ}^{под} - (\Delta \mathcal{E}_1 + \Delta \mathcal{E}_{в.б} + \Delta \mathcal{E}_{дер} + \Delta \mathcal{E}_{вод} + \Delta \mathcal{E}_a + \Delta \mathcal{E}_{отв} + \Delta \mathcal{E}_{н.б}), \quad (1.8)$$

где ΔN_1 и $\Delta \mathcal{E}_1$ — потери соответственно мощности и энергии на 1-м этапе — «заготовка» энергоресурса и транспорт его к ГЭУ (например, потери в каскаде); $\Delta N_{в.б}$ и $\Delta \mathcal{E}_{в.б}$ — потери соответственно мощности и энергии на 2-м этапе, т. е. за счет водохранилища (например, за счет отбора воды, потерь ее и снижения отме-

ток верхнего бьефа); $\Delta N_{дер}$ и $\Delta \mathcal{E}_{дер}$, $\Delta N_{вод}$ и $\Delta \mathcal{E}_{вод}$ — потери соответственно мощности и энергии на 3-м и 4-м этапах, в основном за счет потерь напора в деривации и напорных водоводах; ΔN_a и $\Delta \mathcal{E}_a$ — потери соответственно мощности и энергии на 5-м этапе, имеющие место в гидроагрегате при преобразовании энергии в турбине, генераторе, а также редукторе (в случае его наличия); $\Delta N_{отв}$ и $\Delta \mathcal{E}_{отв}$ — потери соответственно мощности и энергии на 6-м этапе, имеющие место в отводящих водоводах (исключая отсасывающую трубу); $\Delta N_{н.б}$ и $\Delta \mathcal{E}_{н.б}$ — потери мощности и энергии в нижнем бьефе гидроузла.

Каждый i -й этап преобразования энергии на ГЭУ характеризуется своей подведенной $N_i^{под}$ и полезной N_i мощностью. Последняя либо является подведенной к $i+1$ -му этапу, либо используется для преобразования гидроэнергии в другие виды энергии (электрическую).

Соответственно

$$N^{под} = 9,81 Q_i^{под} H_i^{под}; \quad (1.9)$$

$$\eta_i = \frac{N_i}{N_i^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_i}{N_i^{под}}. \quad (1.10)$$

Для этапов, связанных с транспортом, хранением и перераспределением гидроэнергоресурсов (все этапы, кроме 5-го), потери энергии и мощности связаны с непроизводительными потерями расхода ΔQ_i и напора ΔH_i на каждом этапе.

В этом случае КПД i -го этапа можно записать в виде

$$\eta_i = \frac{(Q_i^{под} - \Delta Q_i)(H_i^{под} - \Delta H_i)}{Q_i^{под} H_i^{под}}. \quad (1.11)$$

Тогда потери ΔN_i можно найти на основе (1.10) и (1.11)

$$\Delta N_i = 9,81 (\Delta Q_i H_i^{под} + Q_i^{под} \Delta H_i - \Delta H_i \Delta Q_i) = \Delta N_Q + \Delta N_H - \delta N \approx \Delta N_Q + \Delta N_H, \quad (1.12)$$

где ΔN_Q и ΔN_H — потери мощности на i -м этапе за счет уменьшения расхода и напора соответственно; δN — уменьшение потерь в i -м элементе; обычно δN — малая величина по сравнению с ΔN_Q и ΔN_H .

Из (1.11) и (1.12) следует, что для определения энергетических характеристик i -го этапа необходимо знать баланс расхода и напора в нем. Значимость ΔN_Q и ΔN_H различна для каждого этапа преобразования энергии на ГЭУ; в одних случаях преобладают потери по расходу, в других — по напору, в третьих — и те и другие потери одинаковы. Так для 1-го и иногда 2-го этапов наиболее значительны потери по расходу. Для всех прочих этапов наиболее существенны потери по напору ΔN_H , в том числе и для 5-го этапа, где дополнительно учитываются еще и электрические потери в генераторе (двигателе).

Каждому этапу технологического процесса на ГЭУ присущи свои показатели и характеристики, зависящие от конкретного вида станции и ее особенностей. В последующих главах будет дан анализ каждого этапа технологического процесса на ГЭУ с точки зрения его энергетических характеристик и возможности уменьшения режимных и технологических потерь на гидростанции. Исключение составляет 1-й этап, энергетические и гидравлические особенности которого рассматриваются в курсе «Инженерная гидрология». В данном учебнике гидроэнергоресурсы считаются заданными однозначно на рассматриваемом интервале времени. Некоторые технологические особенности 1-го этапа учитываются в виде необходимости учета «транспорта» воды в каскаде между гидроузлами (наличие времени добегания волны расхода между заданными створами).

Для НС и насосного режима высоконапорных ГАЭС в общем случае также справедлива схема рис. 1.18. Однако здесь направление расхода обратное; отсутствуют холостые сбросы воды; не всегда имеется деривация (канал) или водохранилище в верхнем бьефе; практически отсутствуют потери расхода.

Для русловых ГЭС отсутствуют 3-й, 4-й и 5-й этапы, для плотинных — 3-й и в большинстве случаев — 6-й этапы (присутствует в подземных ГЭС).

Для каскадов ГЭС 1-й этап соответствует транспорту воды от верхней ГЭС к водохранилищу нижней с учетом боковой приточности.

Приливные станции в турбинных и насосных режимах не имеют 3-го, 4-го и 6-го этапов, а 1-й и 2-й этапы совмещены в один — «заготовка» энергоресурса и транспорт его к ГЭУ.

Волновые электростанции имеют только один этап — 5-й. Этап транспорта энергии здесь вырождается в установку агрегатов станции в направлении, перпендикулярном фронту волн для получения максимальной отдачи волновой энергии.

Для малых гидроэлектростанций присущи все этапы, что и для обычных ГЭС, однако показатели и характеристики их будут отличаться. В основном это касается большой чувствительности показателей ГЭС к изменению их режима.

Кроме того, разные виды ГЭУ будут характеризоваться разными коэффициентами использования напора и расхода в целом, а следовательно, и КПД в использовании гидроэнергоресурсов.

1.3. БАЛАНСЫ РАСХОДА, НАПОРА И МОЩНОСТИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.3.1. БАЛАНС РАСХОДОВ ГЭС

Расход воды на ГЭС — это количественный показатель потребления гидроэнергоресурсов. Аналогичный показатель на ТЭС — количество израсходованного топлива. Потенциал водотока рассчитывается при условии полного использования стока. Однако в

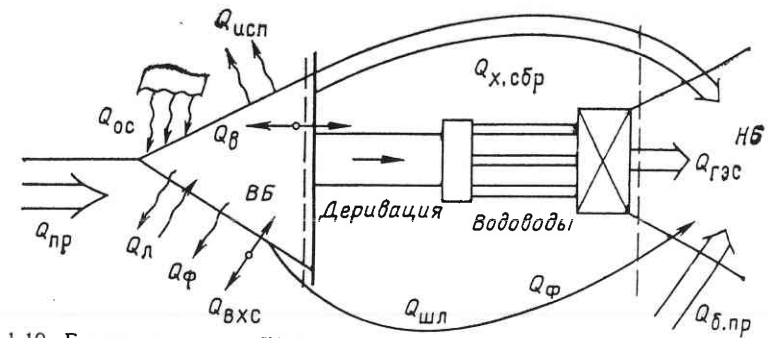


Рис. 1.19. Баланс расходов ГЭС

реальных условиях часть стока неизбежно теряется для энергетики, являясь сырьем для промышленности либо необходимым компонентом какого-либо производства. При этом часть стока может вернуться в водохранилище, но в другое время и место. Отборы воды из водохранилища или водотока, как правило, не совпадают с режимами ГЭС, определяемыми требованиями энергосистемы. Указанные обстоятельства с учетом роста потребления воды народным хозяйством и возникновения в ряде бассейнов рек дефицита воды повышают требования к ее рациональному использованию. Для этого необходимы прежде всего достоверные данные о расходовании воды на разные нужды.

Как уже отмечалось, основным методом их изучения является системный подход или в данном случае балансовый метод, или метод водного баланса ГЭС как основного мерного створа на реке. Под водным балансом понимается равенство между количеством воды (расходом или стоком), поступающей к створу плотины ГЭС с учетом потерь и отборов из верхнего бьефа, т. е. $Q_{в.б.}$, и расходом в нижнем бьефе электростанции, т. е. $Q_{н.б.}$. При расчете $Q_{в.б.}$ и $Q_{н.б.}$ также возможно использование балансового метода. Между $Q_{в.б.}$ и $Q_{н.б.}$ обычно возникает невязка любого знака из-за погрешностей, имеющих место в расчетах, например при учете погрешностей морфометрических характеристик бьефов, энергетических характеристик агрегатов и ГЭС в целом и т. д.

Балансовый метод позволяет тщательно проанализировать качество исходной информации о потреблении и расходовании воды в народном хозяйстве и обоснованно подойти к назначению рациональных режимов ГЭС.

На рис. 1.19 дана схема баланса расходов одиночной ГЭС, которая расчленяется на две составляющие — баланс расходов верхнего и нижнего бьефов из-за незначительности непроектируемых потерь расхода на 2—5-м этапах, сопоставимых по размерам с погрешностями энергетических расчетов в целом.

Баланс расхода в верхнем бьефе ГЭС. Общий приток к створу ГЭС в момент t может быть найден по формуле

$$Q_{в.б.}(t) = Q_{пр}(t) + Q_{в}(t) + Q_{ос}(t) - Q_{исп}(t) \pm Q_{л}(t) \pm Q_{ф}^B(t) \pm Q_{вхс}(t). \quad (1.13)$$

Рассмотрим последовательно все составляющие выражения (1.13).

$Q_{пр}(t)$ — естественный, или бытовой, расход воды, пересчитанный к створу единичной ГЭС или верхней ГЭС каскада. Определение $Q_{пр}(t)$ и его пересчет к створу ГЭС производятся органами Государственного комитета гидрометеорологии и контроля природной среды на основе методов и приемов инженерной гидрологии. Одна из основных сложностей в определении $Q_{пр}(t)$ состоит в пересчете его по состоянию в естественном русле к створу ГЭС, т. е. с учетом динамики гидравлических процессов в водохранилище. Точность определения $Q_{пр}(t)$ во времени во многом определяет эффективность работы ГЭС. Это становится более очевидным, если учесть, что водохранилища ГЭС только перераспределяют во времени естественный сток рек. Погрешности прогнозирования и расчета $Q_{пр}(t)$ существенно зависят от расчетного интервала и математических моделей $Q_{пр}(t)$. Как уже отмечалось, здесь принято, что $Q_{пр}(t)$ задан однозначно для рассматриваемого периода T .

$Q_n(t)$ — расход водохранилища, т. е. то, что забирается или аккумулируется в водохранилище без учета $Q_{пр}(t)$ в данный момент времени.

$$Q_n(t) = \frac{dv_{сраб}(t)}{dt} \quad (1.14)$$

при известном графике $v_{сраб}(t)$ и математической модели водохранилища, связывающей между собой $z_{в.б}$ и v_b . Эта модель может быть разработана для установившегося и не установившегося режимов работы водохранилища для разных расчетных интервалов времени. Так, в расчетах длительных режимов ГЭС, как правило, соответствующих установившемуся режиму работы в интервалах времени декада, месяц и более, можно воспользоваться топографической характеристикой верхнего бьефа, связывающей $z_{в.б}$, F_b и v_b . В этом случае средний расход водохранилища за Δt_i при начальном v_{bi0} и конечном v_{biK} объемах составит

$$\bar{Q}_{bi} = \frac{v_{bi0} - v_{biK}}{\Delta t_i} \quad (1.15)$$

Принимается, что

$$Q_{bi} \begin{cases} > 0 \text{ (сработка водохранилища) при } v_{bi0} > v_{biK}; \\ = 0 \text{ (работа по водотoku) при } v_{bi0} = v_{biK}; \\ < 0 \text{ (наполнение водохранилища) при } v_{bi0} < v_{biK}. \end{cases} \quad (1.16)$$

Погрешности расчета $Q_n(t)$ во многом определяются адекватностью модели водохранилища заданной дискретности задачи (длительное или краткосрочное планирование режимов ГЭС).

$Q_{ос}(t)$ — естественные осадки в водохранилище. Обычно за счет уменьшения вертикальной конвекции воздуха над водохранилищем количество осадков, выпадающих на водохранилище, на 5—10 % меньше, чем на такую же поверхность суши. Осадки распределяются по поверхности водохранилища крайне неравномерно, что требует наличия многих точек наблюдений для расчета надежных значений $Q_{ос}(t)$. Погрешность определения $Q_{ос}(t)$ зависит от таких факторов, как размеры водохранилища, размещение гидрометеопостов, расчетный интервал времени и т. д. В среднем при площади водохранилища до 5000 км² и Δt , равном суткам, декаде, месяцу, она изменяется в соотношении (3÷5):2:1, достигая для месячного интервала 2—10 % и более.

Учет $Q_{ос}(t)$ необходим, разумеется, лишь при значительном его удельном весе в балансе расходов ГЭС.

$Q_{исп}(t)$ — испарение воды с поверхности водохранилища, определяется на основе прогнозирования слоя испарения $h_{исп}(t)$ с поверхности водохранилища. При этом используются эмпирические зависимости $h_{исп}$ от длительности интервала, температуры воздуха и воды, упругости водяного пара, скорости ветра и т. д. Учитывается также средняя глубина водохранилища, наличие зеленых насаждений на его берегах, промышленных и жилых зданий, защищающих водохранилище от ветра, направление ветра и прочие факторы. В зависимости от месторасположения ГЭС в широтном направлении $Q_{исп}$ может достигать летом 4—5 % $Q_{пр}$ для средней полосы СССР и даже 20—25 % $Q_{пр}$ для южных районов страны. Среднемесячная погрешность в определении $Q_{исп}$ достигает 10—20 %.

$Q_l(t)$ — потери воды на льдообразование, определяются объемом льда, осевшего на берегах водохранилища при сработке его. Весной этот лед тает и его объем добавляется к $Q_{пр}(t)$. Отсюда и двузначность $Q_l(t)$ [см. (1.13)]. Для ГЭС, работающих по водотoku при образовании льда, показатели режима гидроэлектростанций не ухудшаются, так как плавающий лед вытесняет слой воды, равный его весу.

Толщина льда на сибирских реках может достигать 1,5—2 м. Погрешности расчета Q_l значительны из-за неточности расчета факторов, определяющих этот расход, в том числе толщины льда по площади водохранилища и самой площади.

$Q^в_{ф}(t)$ — потери расхода на фильтрацию воды в ложе водохранилища и обратный частичный возврат ее при сработке водохранилища, потери во многом определяются глубиной водохранилища, уровнем грунтовых вод, водопроницаемостью подстилающих пород. Для большинства водохранилищ значение $Q^в_{ф}(t)$ находится в пределах точности самих расчетов водного баланса.

Расход воды для удовлетворения потребностей участников водохозяйственной системы (забор-возврат) $Q_{вхс}(t)$. В современных условиях водохранилища являются базой для развития данного региона страны, что объясняется значительными и все растущими масштабами потребления и использования воды в народном хозяйстве. Растет и доля безвозвратных потерь воды. Объемы воды, забираемой из верхнего бьефа ГЭС, часто весьма значительны и могут влиять на выбор режима использования водохранилища гидроузла.

Баланс расходов в нижнем бьефе ГЭС. Расход $Q_{п.б}(t)$ одиночной ГЭС может быть определен на основе следующего балансового соотношения:

$$Q_{п.б}(t) = Q_{ГЭС}(t) + Q_{х.сбр}(t) + Q_{шл}(t) + Q_{ф}(t) + Q_{б.пр}(t) + Q_{проч}(t). \quad (1.17)$$

Рассмотрим составляющие выражения (1.17).

$Q_{ГЭС}(t)$ — расход воды через турбины ГЭС, обычно определяется по энергетическим характеристикам агрегатов для заданных значений мощности N_a и напора H_a агрегата. При этом N_a — величина, измеряемая по приборам, тогда как H_a иногда определяется на основе баланса напоров ГЭС в целом. Поэтому удобнее использовать в расчетах измеряемое значение напора

ГЭС: это может быть разность уровней открытых поверхностей бьефов. Однако в этом случае необходимы и несколько иные характеристики гидроагрегата, учитывающие этот напор.

Расход ГЭС с учетом ограниченной пропускной способности гидроагрегата по напору и мощности определяется следующим образом:

$$Q_{ГЭС} = \begin{cases} Q_{н.б}^{расч}(t) = Q_{н.б}(t) - Q_{шл}(t) - Q_{ф}(t) - Q_{проч}(t) \\ \text{при } Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(t)) > Q_{н.б}^{расч}(t); \\ Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(t)) \text{ при } Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(t)) < Q_{н.б}^{расч}(t); \\ Q_{х.сбр}(t) = Q_{н.б}^{расч}(t) - Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(t)). \end{cases} \quad (1.18)$$

Точность расчета $Q_{ГЭС}(t)$ зависит прежде всего от достоверности агрегатных характеристик и корректности метода его расчета при известных $N_{ГЭС}(t)$, $z_{в.б}(t)$, $z_{н.б}(t)$ (см. гл. 9). Для расчетов $Q_{ГЭС}$ в разных расчетных интервалах (час, сутки, месяц) используются разные энергетические характеристики ГЭС, в том числе так называемые мгновенные (технологические) или средние интервальные режимные (см. гл. 4 и 11). В среднем погрешность расчета $Q_{ГЭС}$ может достигать 5—10 %.

$Q_{х.сбр}(t)$ — холостые сбросы воды, определяются расходными характеристиками водопропускных или водосбросных сооружений ГЭС, которые строятся на основе эмпирических зависимостей или натурных испытаний. Так же как и для расходных характеристик ГЭС, расчет $Q_{х.сбр}$ должен производиться по разным зависимостям в соответствии с принятым расчетным интервалом. Погрешность определения $Q_{х.сбр}$ достигает 5—10 %.

$Q_{шл}(t)$ — расход воды на шлюзование, определяется за заданный интервал времени Δt при известных числе шлюзований и объеме шлюзовых камер. Точность расчета $Q_{шл}$ достаточно высока.

$Q_{ф}(t)$ — расход воды на фильтрацию из верхнего бьефа в нижний через гидротехнические сооружения в обход их. Сюда же включаются протечки через неплотности закрытых затворов, водосливов и водосливных отверстий. В отновном $Q_{ф}$ определяется протечками через земляную плотину; на некоторых ГЭС он достигает 50—60 м³/с и более.

$Q_{проч}(t)$ — неэнергетический расход воды или пуск воды в нижний бьеф на нужды участников ВХС, в том числе рыбоходы, лесосплав, ледосброс и т. д. Сюда же относится и расход воды на собственные нужды ГЭС. Для деривационных ГЭС учитывается расход воды на промывку наносов. Удаление шуги также требует определенного расхода. В целом же $Q_{проч}$ учитывается только в эталонных расчетах из-за его малости по сравнению с другими компонентами $Q_{в.б}$ или $Q_{н.б}$.

$Q_{б.пр}(t)$ — боковая, или местная приточность, определяется дополнительным естественным притоком, имеющим место между створами головного сооружения и нижним бьефом (см. рис. 1.19). Он отсутствует для плотинных ГЭС и имеет место для деривационных и смешанных установок. Расчет и определение $Q_{б.пр}(t)$, так же как и $Q_{пр}(t)$, находятся в ведении органов гидрометслужбы. Погрешности и особенности его расчета аналогичны приведенным выше для $Q_{пр}(t)$.

Баланс расходов плотинных ГЭС, составляющих основу гидроэнергетики СССР и имеющих относительно малую длину водопроводящих сооружений, может производиться на основе равенства $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ в любой момент времени, т. е.

$$Q_{в.б} = Q_{пр} + Q_{в} + Q_{ос} \pm Q_{л} - Q_{исп} \pm Q_{ВХС} \pm Q_{ф}^в = Q_{н.б} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сбр} + Q_{ф} + Q_{шл} + Q_{проч} + Q_{б.пр} \quad (1.19)$$

Часто некоторые виды потерь воды учитываются органами гидрометслужбы в $Q_{пр}(t)$; другими видами потерь можно пренебречь из-за их малости (особенно в меженный осенне-зимний период для крупных рек), тогда вместо (1.18) получаем

$$Q_{пр} + Q_{в} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сбр} \quad (1.20)$$

или

$$Q_{н.б} = Q_{пр} + Q_{в}. \quad (1.21)$$

Это означает, что при отсутствии холостых сбросов

$$Q_{ГЭС} = Q_{н.б} = Q_{пр} + Q_{в}. \quad (1.22)$$

Для ГЭС по водотоку $Q_{в}=0$ и $Q_{н.б}=Q_{пр}$, а $Q_{ГЭС}$ определяется на основе (1.18).

Разумеется, что все сказанное относится к установившемуся режиму работы ГЭС, когда они могут выполнять роль мерных створов на реке для определения $Q_{пр}(t)$. Действительно, $Q_{в}$, $Q_{ГЭС}$ и $Q_{х.сбр}$ в (1.20) могут быть определены для заданного интервала времени по известным режимам ГЭС и их бьефов. Тогда $Q_{пр}$ можно определить на основе балансового соотношения (1.20).

Погрешности расчета $Q_{пр}$ или других составляющих (1.20) определяются видом регулирования, площадью водохранилища, площадью водосборной поверхности, расчетным интервалом, точностью расчета режимов бьефов ГЭС и т. д. В частности, при увеличении Δt и уменьшении площади водохранилища $F_{в}$ погрешность расчета $Q_{пр}$ уменьшается и наоборот.

Для деривационных и смешанных ГЭС с большими по длине водопроводящими сооружениями для коротких интервалов времени (около 1 ч) мгновенный баланс расходов $Q_{в.б}$ и $Q_{н.б}$ может нарушаться за счет наличия времени добегаания волны расхода между головным сооружением и зданием ГЭС. Здесь имеет место соотношение

$$Q_{н.б}(t - \tau_{доб}) = Q_{в.б}(t). \quad (1.23)$$

Вследствие этого при определении режима гидроэлектростанции обязательно необходимо учитывать явление последствия в гидравлических процессах для малых интервалов времени (около 1 ч). Указанное явление может не учитываться для больших интервалов (декада, месяц).

Баланс расходов других видов ГЭУ. Рассмотренные выше уравнения водного баланса ГЭС справедливы в общем виде для одноточных ГАЭС, ГЭС-ГАЭС, НС и других видов ГЭУ. Необходимо лишь в каждом конкретном случае учитывать особенности этих гидроустановок. Так, для ГАЭС несовмещенного вида

$$Q_{\text{ГАЭС}}(t) = Q_{\text{в}}(t). \quad (1.24)$$

Потери из водохранилища таких ГАЭС влияют в данный момент времени только на их объем, но не на расход. Плавающий лед потерь мощности не создает, так как он вытесняет собой определенный объем воды, поднимая уровень воды в бассейнах. Он также влияет на объем водохранилища, а не на его расход в данный момент.

Для ГАЭС с искусственными бассейнами режим расходов $Q_{\text{ГАЭС}}(t)$ не влияет на уровень бьефов в данный момент времени, определяющийся объемом воды в нем. Для ГАЭС с приточностью в водохранилищах $Q_{\text{ГАЭС}}(t)$ в турбинном режиме будет определяться так же, как и для ГЭС $Q_{\text{пр}}(t)$ и $Q_{\text{в}}(t)$. Расход $Q_{\text{н.б}}(t)$ таких ГАЭС будет включать в себя помимо $Q_{\text{ГАЭС}}$ еще и дополнительную приточность в нижнее водохранилище.

Для насосных режимов ГАЭС и НС расход подачи всегда равен только расходу ГЭУ в целом, исключая разного рода технологические потери воды и ее протечки из ВБ в НБ, минуя агрегаты.

Баланс расходов ГАЭС с искусственными бассейнами можно получить с точностью до 1—2 % за заданный интервал времени.

Все сказанное выше о ГЭС и ГАЭС справедливо и для ГЭС-ГАЭС. Малые ГЭС обладают малой инерционностью гидравлических процессов и требуют особо точных методов управления их режимами, поскольку они обычно работают по водотоку, т. е. при $Q_{\text{н.б}}(t) = Q_{\text{пр}}(t)$.

Естественная приточность к приливным и волновым станциям отсутствует. Кроме того, для волновых станций отсутствует и понятие расход ГЭУ, так как для получения энергии используется только изменение уровней моря в данный период времени. На ПЭС расход воды через агрегаты, а также холостые сбросы воды при заданном графике нагрузки определяются только режимами бьефов и пропускной способностью самих агрегатов. При прямом турбинном или обратном насосном режимах ПЭС $z_{\text{бас}} > z_{\text{м}}$ и расход ГЭУ в целом никак не влияет на уровень моря, определяемый мареограммой. Для обратного турбинного или прямого насосного режимов $z_{\text{бас}} < z_{\text{м}}$; режим уровней в бассейне зависит только от объема воды в нем, а не от $Q_{\text{пэс}}$ в данный момент времени.

Расчет баланса расходов особенно сложен для каскадов ГЭС. Для плотинных ГЭС практически весь $Q_{\text{пр}}(t)$ проходит через створ гидроузла и потери расхода определяются только неэнергетическими компонентами, т. е. $Q_{\text{исп.т.}}, Q_{\text{л.}}, Q_{\text{ф.}}, Q_{\text{шл.}}, Q_{\text{х.сб.р.}}, Q_{\text{вх.с.}}$. Для деривационных и смешанных ГЭС имеют место дополнительные потери местного притока на участке от головного узла до нижнего бьефа.

Особое значение для каскада ГЭС приобретает необходимость учета времени добегания волны расхода $\tau_{\text{доб}}$ между створами смежных гидроэлектростанций и для всего каскада. Время $\tau_{\text{доб}}$ составляет несколько часов для каскада деривационных ГЭС и несколько суток для каскада плотинных и особенно русловых гидроэлектростанций, сооруженных на равнинных реках с малыми гидравлическими уклонами. Это определяет необходимость разработки специальных методов расчета баланса расходов для каскада разных ГЭУ для разных по длительности интервалов времени.

Учет $\tau_{\text{доб}}$, равного нескольким суткам, более всего сказывается при краткосрочных режимах ГЭС (сутки, неделя). При $\tau_{\text{доб}} > 1$ сут можно принимать, что суточные режимы ГЭС каскада взаимно независимы в данные сутки. При недельном регулировании учет $\tau_{\text{доб}} < 7$ сут обязателен. В длительных расчетах с интервалами декада, месяц $\tau_{\text{доб}}$ можно не учитывать при малых его значениях по сравнению с расчетным интервалом времени.

Если потери расхода учесть в приточности, то для каскада из n плотинных ГЭС при $\tau_{\text{доб}} \neq 0$ баланс расходов будет выглядеть следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{н.б1}}(t) &= Q_{\text{пр1}}(t) + Q_{\text{в1}}(t); \\ Q_{\text{н.б2}}(t) &= Q_{\text{н.б1}}(t - \tau_{\text{доб1}}) + Q_{\text{б.пр2}}(t) + Q_{\text{в2}}(t); \\ &\dots \dots \dots \\ Q_{\text{н.бn}}(t) &= Q_{\text{н.бn-1}}(t - \tau_{\text{добn-1}}) + Q_{\text{б.прn}}(t) + Q_{\text{вn}}(t). \end{aligned} \right\} \quad (1.25)$$

Нумерация ГЭС в каскаде принята сверху вниз. Предполагается, что боковая приточность пересчитана для створа нижней по течению из двух смежных ГЭС. Расход каждой ГЭС определяется на основе (1.18).

При $\tau_{\text{доб1}} = 0$ вместо (1.25) получим

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{н.б1}}(t) &= Q_{\text{пр1}}(t) + Q_{\text{в1}}(t); \\ Q_{\text{н.б2}}(t) &= Q_{\text{н.б1}}(t) + Q_{\text{б.пр2}}(t) + Q_{\text{в2}}(t) = Q_{\text{пр1}}(t) + Q_{\text{б.пр2}}(t) + \sum_{l=1}^2 Q_{\text{вл}}(t); \\ &\dots \dots \dots \\ Q_{\text{н.бn}}(t) &= Q_{\text{пр1}}(t) + \sum_{l=2}^n Q_{\text{б.прl}}(t) + \sum_{l=1}^n Q_{\text{вл}}(t). \end{aligned} \right\} \quad (1.26)$$

Из (1.25) и особенно (1.26) видно, что в каскаде режим нижней ГЭС связан, а иногда и во многом определяется режимом верхней по течению гидроэлектростанции. Расчет баланса расходов каскада при заданном режиме водотока и $Q_{\text{вл}}(t)$ необходимо вести сверху вниз по каскаду, а расчет уровней (напоров) снизу вверх. Расчет сомкнутого каскада плотинных ГЭС с учетом баланса мощностей в нем возможен лишь итерационным путем. Ра-

Зомкнутые каскады любых ГЭС можно рассчитывать в любой последовательности.

Расчет баланса расходов в каскаде при $\tau_{доб} \neq 0$ следует проводить с учетом сдвига $Q_{н.б.}(t)$ во времени. Так, для самой верхней ГЭС необходимо иметь данные о режимах, предшествующих моменту t самой нижней ГЭС каскада на момент $t - \sum_{i=1}^{n-1} \tau_{доб.и}$; для 2-й ГЭС — на момент $t - \sum_{i=2}^{n-1} \tau_{доб.и}$ и т. д. до $(l-1)$ -й станции на $t - \tau_{доб.н-1}$. Естественно, что это значительно усложняет расчеты баланса расходов каскада.

Все сказанное выше для каскада ГЭС справедливо и для турбинного режима каскада ГАЭС.

Для каскада насосных станций без водохранилища расходы всех станций равны между собой и определяются подачей самой нижней установки. Если между станциями имеется какой-либо аккумулирующий бассейн или канал, т. е. инерционное звено, то в балансе расходов такого каскада следует учитывать наличие $\tau_{доб}$ при условии его сопоставимости с расчетным интервалом. Примем нумерацию насосных станций снизу вверх, тогда баланс расхода каскада можно представить в следующем виде. Пусть дана подача первой насосной станции, т. е. $Q_{НС1}(t)$. Следовательно,

$$\left. \begin{aligned} Q_{НС2}(t) &= Q_{НС1}(t - \tau_{доб2}) + Q_{В1}(t); \\ Q_{НС3}(t) &= Q_{НС2}(t - \tau_{доб3}) + Q_{В2}(t); \\ &\dots \dots \dots \\ Q_{НСn}(t) &= Q_{НСn-1}(t - \tau_{добn}) + Q_{Вn-1}(t). \end{aligned} \right\} \quad (1.27)$$

При неучете $\tau_{доб}$ (расчеты длительных режимов) вместо (1.27) получаем

$$\left. \begin{aligned} Q_{НС2}(t) &= Q_{НС1}(t) + Q_{В1}(t); \\ Q_{НС3}(t) &= Q_{НС2}(t) + Q_{В2}(t) = Q_{НС1}(t) + \sum_{i=1}^2 Q_{Вi}(t); \\ &\dots \dots \dots \\ Q_{НСn}(t) &= Q_{НСn-1}(t) + Q_{Вn-1}(t) = Q_{НС1}(t) + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{Вi}(t). \end{aligned} \right\} \quad (1.28)$$

Из (1.27) и (1.28), так же как и для каскада ГЭС, следует сложная взаимосвязь режимов насосных станций в каскаде. То же самое относится и к насосному режиму каскада ГАЭС.

Выше было сказано, что водохранилища ГЭУ только перераспределяют сток рек во времени, не меняя его абсолютного значения (без учета потерь стока) за заданный цикл регулирования. Это означает, что регулирование стока связано с появлением режимных потерь энергии, подведенной к ГЭС. Уменьшение неэнергетических потерь расхода — весьма актуальная задача, которая может быть решена выбором оптимального режима ГЭУ. Это так

называемые режимные потери, о которых более подробно пойдет речь в гл. 8. Здесь же следует отметить, что с учетом особенностей технологического цикла преобразования энергии разными ГЭУ наибольший коэффициент использования стока $k_{и}$ имеют плотинные ГЭС (при прочих равных условиях). Для деривационных ГЭС иногда ощутимы потери энергии на местном стоке. Естественно, что указанный коэффициент, выражающий отношение стока через турбины ГЭС к бытовому стоку за заданный цикл регулирования, т. е.

$$k_{и} = \frac{W_{ГЭС}}{W_6} = \frac{W_6 - W_{мест} - W_{х.сбр} - W_{пот}}{W_6}, \quad (1.29)$$

существенно зависит от вида регулирования гидроэлектростанции (см. гл. 8).

С точки зрения экономного использования заданного объема энергоресурсов наиболее эффективны плотинные ГЭС длительного регулирования, позволяющие значительно уменьшить $W_{х.сбр}$. Однако эти ГЭС обладают и наибольшим негативным влиянием на окружающую среду (затопление территорий, препятствие свободной миграции проходных и полупроходных рыб и т. д.).

1.3.2. БАЛАНС НАПОРОВ ГЭУ

Напор на ГЭС — показатель энергоемкости воды. Аналогичным показателем на ТЭС служит калорийность энергетического топлива. Указанный энергетический потенциал воды не может быть весь преобразован в механическую энергию вращающейся турбины, часть его неизбежно теряется в процессе преобразования энергии. Непосредственно используется в гидроагрегате лишь рабочий напор, или напор турбинной установки, или напор нетто H_T .

Для изучения методов рационального использования напора, так же как и в 1.3.1, воспользуемся балансовым методом. С этой целью на рис. 1.20 представлена схема баланса напоров ГЭС с учетом обобщенной модели ее, реализованной на рис. 1.18 [номер створа (сечения) на рис. 1.20 соответствует концу соответствующего этапа рис. 1.18].

Удельная энергия потока воды $\mathcal{E}_i^{уд}$ определяется по уравнению Бернулли для каждого i -го характерного створа, определяемого как граница этапов в модели рис. 1.18

$$\mathcal{E}_i^{уд} = z_i + \frac{p_i}{\rho g} + \frac{\alpha v_i^2}{2g}, \quad (1.30)$$

где z_i — удельная потенциальная энергия положения, измеряемая высотой расположения данного живого сечения водотока над некоторой принятой плоскостью сравнения; $p_i/(\rho g)$ — удельная потенциальная энергия давления в центре тяжести данного живого сечения водотока при p_i — удельном избыточном давлении в указанной точке и ρ — плотности жидкости; $\alpha v_i^2/(2g)$ — удельная ки-

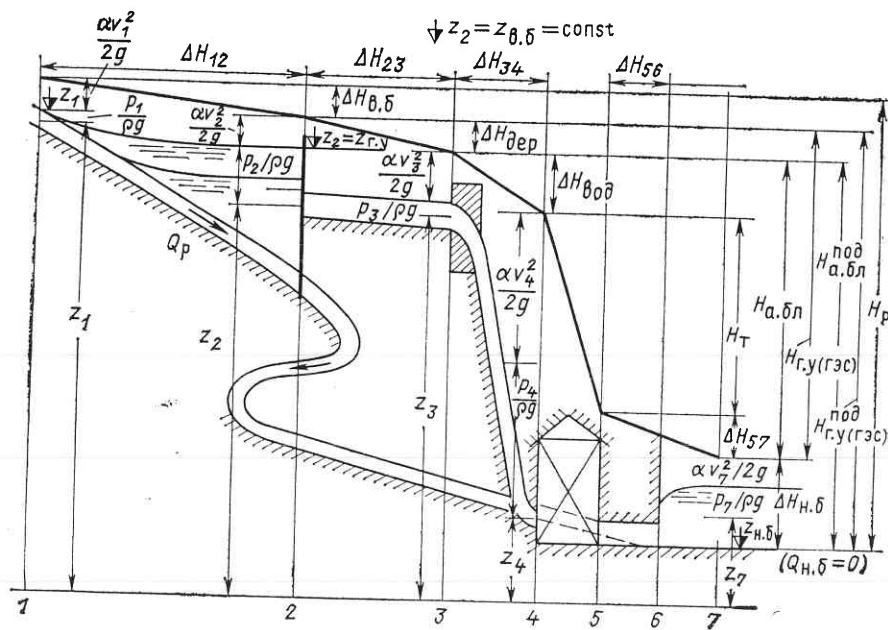


Рис. 1.20. Баланс напоров ГЭС

нетическая энергия жидкости; α — безразмерный коэффициент Кориолиса; g — ускорение свободного падения.

Для створов с открытой водной поверхностью (1, 2, 3, 7)

$$\frac{p_i}{\rho g} = \frac{p_i^{abc} - p^{atm}}{\rho g}; \quad (1.31)$$

$$z_i + \frac{p_i}{\rho g} \equiv \nabla z_i, \quad (1.32)$$

где ∇z_i — уровень свободной поверхности водотока.

Учитывая, что напор заданного участка водотока между створами i и $i+1$ выражается разностью удельных энергий потока, получаем

$$H_{i+1} = \mathcal{E}_i^A - \mathcal{E}_{i+1}^A = \left(z_i + \frac{p_i}{\rho g} + \frac{\alpha v_i^2}{2g} \right) - \left(z_{i+1} + \frac{p_{i+1}}{\rho g} + \frac{\alpha v_{i+1}^2}{2g} \right). \quad (1.33)$$

С учетом открытых поверхностей имеем

$$H_{i+1} = (\nabla z_i - \nabla z_{i+1}) + \frac{\alpha}{2g} (v_i^2 - v_{i+1}^2). \quad (1.34)$$

Поскольку разница скоростей v_i и v_{i+1} , как правило, бывает незначительной для близких друг к другу створов с открытой поверхностью, можно записать

$$H_{i+1} \approx \nabla z_i - \nabla z_{i+1}. \quad (1.35)$$

Примем следующие определения для напоров участка реки L , используемого ГЭС. При этом длина участка определяется протяженностью реки, на естественное состояние которой влияет сооружение ГЭС (от створа 1 до створа 7). Участок до створа 1 соответствует естественному состоянию водотока.

Подведенный напор i -го створа при $Q_{H, \delta} = 0$ — разница удельной энергии воды в i -м створе и в створе 7 (соответствует отметке сухого дна водотока).

Соответственно подведенный напор участка реки равен (см. рис. 1.20)

$$H_p \approx \nabla z_1 - \nabla z_{H, \delta} (Q_{H, \delta} = 0); \quad (1.36)$$

подведенный напор в створе 2

$$H_{г.у.}^{под} = \nabla z_2 - \nabla z_{H, \delta} (Q_{H, \delta} = 0) = H_p - \Delta H_{12}; \quad (1.37)$$

подведенный напор в створе 3

$$H_{a, \delta л}^{под} = \nabla z_3 - \nabla z_{H, \delta} (Q_{H, \delta} = 0) = H_p - \Delta H_{13}, \quad (1.38)$$

где ∇z_1 — максимально возможный уровень водной поверхности водохранилища ГЭС при нормальной его эксплуатации; $\nabla z_2 = \nabla z_{г.у.}$ — уровень свободной поверхности водохранилища в створе ГЭС до СУС; ∇z_3 — уровень напорного бассейна; ΔH_{13} — потери напора между створами 1—3.

Напор H_p при заданном расходе реки определяется длиной используемого участка водотока L_p и средним уклоном дна реки i_p , т. е.

$$H_p = L_p i_p. \quad (1.39)$$

Из (1.39) следует, что чем меньше i_p (равнинные реки), тем большую длину реки L_p необходимо использовать для получения одного и того же значения напора. В свою очередь, это связано с увеличением затоплений территорий вдоль реки, как правило, наиболее ценных в сельскохозяйственном отношении.

Подведенный напор створа характеризует предельные энергетические возможности данного створа при нулевом расходе.

Для работающих ГЭС всегда имеют место потери напора, связанные с необходимостью энергетических затрат на транспорт воды к турбине и от нее.

Будем называть напором гидроузла $H_{г.у.}$ разницу удельных энергий водотока между створами 2 и 7. При этом в качестве створа 7 принимается створ, соответствующий наивысшей отмет-

ке нижнего бьефа со свободной поверхностью (для реактивных турбин). Тогда

$$H_{г.у} = H_{г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{57} = \nabla z_{г.у} - \nabla z_{н.б} - \Delta H_{56} \quad (1.40)$$

Напором блока $H_{а.б.л.}$ или $H_t^{\text{брутто}}$, будем называть разницу удельных энергий потока между створами 3 и 7

$$H_{а.б.л} = H_{а.б.л}^{\text{под}} - \Delta H_{57} = H_{г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{23} - \Delta H_{56} = \nabla z_{г.у} - \nabla z_{н.б} - \Delta H_{23} - \Delta H_{56} = z_{нап.б} - \nabla z_{н.б} - \Delta H_{56} \quad (1.41)$$

Наконец, напором турбинной установки, рабочим напором, напором агрегата или напором нетто H_t будем называть разность удельных энергий потока во входном 4 сечении в турбинную установку с максимально возможной площадью и выходном 7 сечении в нижнем бьефе с высшей отметкой, т. е.

$$H_t = H_a = H_{а.б.л} - \Delta H_{34} = z_{нап.б} - \Delta z_{н.б} - \Delta H_{36} = H_{г.у} - \Delta H_{26} = \\ = H_{а.б.л}^{\text{под}} - \Delta H_{37} = H_{г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{27} = H_p - \Delta H_{17} \quad (1.42)$$

Таким образом, непосредственно в механическую энергию вращения вала гидроагрегата превращается только часть удельной энергии водотока H_t из всей возможной для использования на участке, где расположена ГЭС, H_p (см. рис. 1.20).

Между створами 1—7 можно выделить следующие виды потерь напора: ΔH_{12} — потери напора в верхнем бьефе; ΔH_{23} — потери напора в деривации; ΔH_{34} — потери напора в напорных водоводах или водоподводящих сооружениях; ΔH_{56} — потери напора в водоотводящих напорных сооружениях (характерны для подземных ГЭС); ΔH_{67} — потери напора в нижнем бьефе. Перечисленные потери напора делятся на технологические и режимные, с одной стороны, и на потери по длине сооружения и местные сопротивления — с другой. В качестве потерь напора по длине учитываются потери в водоприемнике головного узла, деривации, напорных водоводах и т. д. В качестве потерь на местные сопротивления учитываются потери на ударный вход, при прохождении местных сужений и расширений потока, изменении скорости потока по направлению и значению и т. д.

Технологические потери напора связаны с необходимостью транспорта воды от верхнего к нижнему бьефу. Режимные потери определяются изменением уровней верхнего и нижнего бьефов, а также числом и составом работающих агрегатов.

Относительное влияние каждой из составляющих потерь напора в (1.41) зависит от компоновки гидротехнических сооружений, способа распределения нагрузки между агрегатами, числа и состава включенных агрегатов, режима использования водохранилища и т. д. Компоновка гидротехнических сооружений во многом определяется используемым напором и ролью ГЭС в водохозяйственной системе. С этой точки зрения гидроэлектростанции при-

нято делить на три группы: низконапорные — с напором до 25—30 м, средненапорные — с напором от 25—30 до 80—100 м и высоконапорные — с напором свыше 80—100 м. В этой классификации под напором принимается напор ГЭС (на агрегатном блоке), т. е. $H_{г.у.}$, или геометрическая разность уровней верхнего и нижнего бьефов, т. е. $H_{гэс}$.

Особенности баланса напора разных ГЭС по способу концентрации напора. Руслловые низконапорные ГЭС, как правило, имеют значительные водохранилища, что связано со строительством ГЭС на водотоках с малым уклоном дна i_p . Это приводит к значительным потерям напора за счет кривой подпора и сработки водохранилища при регулировании стока. Существенны и потери напора в нижнем бьефе, а также в сороудерживающих сооружениях ГЭС. Потери между створами 2—4 на рис. 1.20 незначительны. Участок 5—6, как правило, отсутствует.

Режимы работы агрегатов таких ГЭС по напору практически одинаковы.

К потерям в верхнем бьефе ΔH_{12} относятся: потери за счет кривой подпора (динамического объема) $\Delta H_{дин}$ (технологические); потери за счет сработки водохранилища $\Delta H_{сраб}$ (режимные); потери на сороудерживающих сооружениях $\Delta H_{сус}$ (режимно-технологические)

$$\Delta H_{в.б} = \Delta H_{12} = \Delta H_{дин} + \Delta H_{сраб} + \Delta H_{сус} \quad (1.43)$$

Потери в нижнем бьефе определяются подъемом уровня за счет пусков воды через турбины ГЭС и холостых сбросов. При этом на низконапорных ГЭС, совмещенных с водосбросами, возможно некоторое увеличение напора H_t за счет холостых сбросов воды в периоды половодья и паводка и возникновения в связи с этим эффекта эжекции в нижнем бьефе

$$\Delta H_{67} = \Delta H_{н.б} - \Delta H_{эж} \quad (1.44)$$

С учетом сказанного выше напор i -го агрегата будет связан с напором ГЭС и подведенными напорами следующим соотношением:

$$H_{ti} = H_{ti} = H_p - \Delta H_{12} - \Delta H_{67} = H_p - \Delta H_{в.б} - \Delta H_{н.б} + \Delta H_{эж} = \\ = H_p - \Delta H_{дин} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{сус} - \Delta H_{н.б} + \Delta H_{эж}; \quad (1.45)$$

$$H_{ti} = H_{ti} = H_{гэс} = z_{в.б} - z_{н.б} \quad (1.46)$$

В (1.45) и (1.46) предполагается, что измерения уровней $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$ организованы в верхнем бьефе после сороудерживающих сооружений, общих для всех агрегатов, и в нижнем бьефе в заданном для ГЭС мерном створе.

В некоторых случаях напоры на агрегатах руслловых ГЭС могут отличаться как друг от друга, так и от $H_{гэс}$: при индивидуальных СУС агрегатов с разной степенью их засоренности, неодинаковых режимах водосбросов, перекосе уровней бьефов вдоль

СУС = сороудерживающее сооружение

створа ГЭС и т. д. Однако для большинства случаев, в том числе и для меженных режимов ГЭС, напоры H_T и $H_{гэс}$ мало различимы.

Потери $\Delta H_{дин}$ мало зависят от режима ГЭС и не превышают 1 м для большинства одиночных ГЭС. Потери $\Delta H_{сус}$ могут достигать периоды половодья и при слабой очистке СУС 10—15 % $H_{гэс}$. Повышение напора за счет эффекта эжекции может увеличить на несколько процентов выработку ГЭС в периоды холостых сбросов.

Однако наиболее значительные режимные потери напора русловых ГЭС происходят за счет сработки верхнего бьефа и подъема уровней нижнего бьефа. На низконапорных ГЭС длительного регулирования стока только за счет сработки-наполнения водохранилища H_T может изменяться на 30 % и более в течение года. Так, диапазон колебаний H_T на Камской ГЭС составляет от 10 до 20, на Новосибирской — от 11 до 20, на Саратовской — от 6 до 15 м. Коэффициент использования напора реки

$$k_H = \frac{H_T}{H_p} = \frac{H_p - \sum_{i=1}^7 \Delta H_i}{H_p} = 1 - \frac{\Delta H_{12} + \Delta H_{87}}{H_p}. \quad (1.47)$$

Для этих ГЭС k_H может изменяться от 40 до 90 %.

Приплотинные ГЭС имеют, как правило, напоры от 30 до 80—100 м, а иногда и более. Они обладают значительными водохранилищами, однако относительные потери за счет $\Delta H_{дин}$ здесь невелики. Для этих ГЭС характерны потери за счет $\Delta H_{сраб}$ и $\Delta H_{н.б}$, к которым добавляются потери в напорных водоводах ΔH_{34} . Эффект эжекции, как и потери ΔH_{56} , отсутствует. Напоры агрегатов могут отличаться друг от друга на размер режимных потерь в водоводах и связаны с напором H_p и $H_{гэс}$ соотношениями (при $H_{а.б.л} = H_{гэс}$)

$$H_{Ti} \neq H_{Tj} = H_p - \Delta H_{12} - \Delta H_{34} - \Delta H_{87} = H_p - \Delta H_{в.б} - \Delta H_{вод} - \Delta H_{н.б} = H_p - \Delta H_{дин} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{сус} - \Delta H_{вод} - \Delta H_{н.б}; \quad (1.48)$$

$$H_{Ti} = H_{гэс} - \Delta H_{вод} = z_{в.б} - z_{н.б} - \Delta H_{вод}. \quad (1.49)$$

Потери в водоводах ГЭС могут достигать нескольких метров и сопоставимы с потерями в нижнем бьефе. Наиболее значительны потери напора за счет сработки-наполнения водохранилища (до нескольких десятков метров). Коэффициент использования напора для приплотинных ГЭС в среднем несколько выше, чем для русловых, за счет больших значений H_p . Для Братской ГЭС с $\Delta H_{вод} = 1,3$ м, $\Delta H_{сраб} = 10$ м, $\Delta H_{н.б}^{подп} \approx 2$ м при максимальном значении $H_T = 106$ м $k_H = 0,87$.

Для приплотинных ГЭС могут иметь место существенные различия режимов агрегатов при несимметричной гидравлической схеме подвода воды к ним. Поэтому в отличие от русловых ГЭС потери напора на участке между створами 1—7 будут зависеть не

только от общего режима гидроэлектростанции, но и от режимов отдельных агрегатов.

Деривационные ГЭС, как правило, высоконапорные ГЭС с небольшим водохранилищем при головном узле сооружений. Для них наиболее характерны потери в деривации и водопроводящих сооружениях, т. е. ΔH_{26} (для напорных отводящих водоводов). Потери напора в деривации могут составлять до 5—8 % $H_{г.у}^{под}$, в напорных водоводах — до 8—12 % $H_{г.у}^{под}$. Таким образом, напоры $H_{г.у}$, $H_{а.б.л}$ и H_T могут значительно отличаться друг от друга, что необходимо учитывать в расчетах (при $H_{гэс} = H_{г.у}$):

$$H_{а.б.л} \neq H_{а.б.л} = H_p - \Delta H_{12} - \Delta H_{23} - \Delta H_{87} = H_p - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{сус} - \Delta H_{дер} - \Delta H_{н.б} = H_p - \Delta H_{в.б} - \Delta H_{дер} - \Delta H_{н.б}; \quad (1.50)$$

$$H_{Ti} = H_{а.б.л} - \Delta H_{34} = H_p - \Delta H_{12} - \Delta H_{23} - \Delta H_{34} - \Delta H_{87}; \quad (1.51)$$

$$H_{Ti} = H_{а.б.л} - \Delta H_{вод} = H_{г.у} - \Delta H_{дер} - \Delta H_{вод} = z_{г.у} - z_{н.б} - \Delta H_{дер} - \Delta H_{вод} - \Delta H_{сус}. \quad (1.52)$$

Анализ (1.50)—(1.52) показывает, что для деривационных ГЭС в еще большей степени, чем для плотинных, необходим учет режимных потерь напора при расчете H_{Ti} . Особенно это относится к несимметричным схемам подвода воды к агрегатам ГЭС.

Деривационные ГЭС имеют высокие значения k_H за счет значительного напора H_p : для Ингурской ГЭС $k_H \approx 0,66$ при максимальном напоре ГЭС, равном 410 м, и следующих значениях основных потерь напора: $\Delta H_{сраб} = 90$ м; $\Delta H_{дер}^{подв} = 43$ м; $\Delta H_{дер}^{отв} = 6$ м.

Все сказанное выше относилось к ГЭС с реактивными турбинами.

Для активных турбин напор H_T рассчитывается как разность $H_{а.б.л}$ и потерь напора в водоводах по отношению к осевой линии струи в односопловых горизонтальных или многосопловых вертикальных агрегатах. Напор многосопловых горизонтальных агрегатов определяется по отношению к средневзвешенной по расходу отметке расположения струи.

Особенности баланса напора других типов ГЭУ. Для насосных станций в отличие от гидроэлектростанций напор выражается удельной энергией воды, переданной ей насосом для заданной высоты подъема. Это означает, что для перемещения объема воды от отметки $z_{н.б}$ до $z_{в.б}$ насосу требуется развить напор H_n больший, чем геометрическая разница уровней бьефов на размер потерь напора между створами 7 и 2 на рис. 1.20.

В зависимости от схемы и режима работы НС в состав потерь могут включаться или не включаться потери в напорных водоводах ΔH_{43} и ΔH_{75} , а также в СУС и бьефах с открытой водной поверхностью. Участок 3—2 для НС практически отсутствует.

Для низконапорных НС, работающих по схеме канал — канал (см. рис. 1.5),

$$H_{НС} = z_{в.б} - z_{н.б} = H_{ни} = H_{нж} = \text{const.} \quad (1.53)$$

Если эти НС ведут регулирование речного стока во времени, т. е. $z_{в.б} = \text{var}$ и $z_{н.б} = \text{var}$, то

$$H_{НС} = z_{в.б} - z_{н.б} = H_{нж} = H_{ни} = \text{var.} \quad (1.54)$$

Для средне- и высоконапорных НС напоры $H_{НС}$, $H_{ни}$ и $H_{нж}$ различны между собой на размер потерь на участках ΔH_{75} и ΔH_{43} , а также зависят от режимов работы агрегатов

$$H_{ни} \neq H_{нж} = H_{НС} + \Delta H_{75} + \Delta H_{43} = z_{в.б} - z_{н.б} + \Delta H_{под} + \Delta H_{вод}. \quad (1.55)$$

Для ГАЭС напор в турбинном режиме H_T будет меньше напора в насосном режиме H_N на значение двойных потерь между створами 2 и 7, т. е.

$$H_{Ti} = H_{Ni} - 2\Delta H_{27}. \quad (1.56)$$

Расчет напоров ГАЭС в зависимости от режимов ее работы следует проводить по формулам, соответствующим H_T — для турбинного и H_N — для насосного режимов. Сказанное относится к ГАЭС-ГАЭС, ПЭС, а также любым ГЭУ в составе энергетических комплексов.

В каскаде сомкнутых ГЭУ следует при расчете H_T или H_N учитывать подпор в нижнем бьефе смежных станций. Наличие подпора в нижнем бьефе каскада ГЭС уменьшает напор верхней станции и увеличивает напор нижней. Для НС — обратная картина. В целом подпор существенно влияет на режимы низконапорных установок. Подпор в нижнем бьефе может достигать 8 м и более. Особенно важен учет подпора в каскаде контррегулирующих ГЭС (например, Саяно-Шушенская и Майнская, Чиркейская и Миатлинская и др.). Потери напора, а следовательно, мощности в таком каскаде за счет сработки нижнего малого водохранилища могут быть сопоставимы с эффектом от оптимизации всего каскада.

Наличие подпора в каскаде сомкнутых русловых ГЭС позволяет увеличить коэффициент использования напора данного участка реки (k_H каскада близок к 1,0). Создание сомкнутого каскада деривационных ГЭС не влияет на k_H каскада, поскольку основной вид потерь напора определяется деривацией и водоводами.

1.3.3. БАЛАНС МОЩНОСТИ ГЭС

Приведенный выше анализ составляющих балансов расхода и напора ГЭС позволяет оценить и энергетические показатели участков схемы, представленной на рис. 1.18, т. е. провести баланс мощности гидроэлектростанции.

Рассмотрим составляющие этого баланса для наиболее характерного случая, когда $\Delta H_{56} \equiv 0$ и напор H_T определяется разностью удельной энергии воды в створах 4 и 7. Баланс мощности будет проводиться без учета двузначных составляющих баланса расхода ($Q_{в}$, $Q_{л}$, $Q_{вхс}$ и др.), которые будут более влиять на балансы энергии и стока (см. 1.3.4). В первом приближении не будем учитывать потери напора за счет динамического объема $\Delta H_{дин}$ из-за их незначительности для схемы деривационной ГЭС, представленной на рис. 1.20.

К створу 1 подводится мощность $N_p^{\text{под}}$, определяемая H_p и Q_p , т. е.

$$N_p^{\text{под}} = 9,81 H_p Q_p. \quad (1.57)$$

С учетом проведенного выше баланса расхода и напора ГЭС можно записать, что подведенная мощность к агрегатам ГЭС при $Q_{х.сбр} = 0$ будет равна $N_a^{\text{под}}$ и определится соотношением

$$\begin{aligned} N_a^{\text{под}} &= 9,81 (Q_p - \Delta Q_{12}) (H_p - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{н.б} - \Delta H_{сус} - \Delta H_{дер} - \\ &\quad - \Delta H_{вод}) = 9,81 Q_p H_p - 9,81 Q_p \Delta H_{сраб} - 9,81 Q_p \Delta H_{н.б} - \\ &\quad - 9,81 Q_p \Delta H_{сус} - 9,81 Q_p \Delta H_{дер} - 9,81 Q_p \Delta H_{вод} - 9,81 \Delta Q_{12} H_p + \\ &\quad + \delta^2 N \approx N_p^{\text{под}} - \Delta N_{сраб} - \Delta N_{н.б} - \Delta N_{сус} - \Delta N_{дер} - \Delta N_{вод} - \Delta N_Q^{12}, \end{aligned} \quad (1.58)$$

где

$$\Delta N_{сраб} = 9,81 \Delta H_{сраб} Q_p; \quad (1.59)$$

$$\Delta N_{н.б} = 9,81 \Delta H_{н.б} Q_p; \quad (1.60)$$

$$\Delta N_{сус} = 9,81 \Delta H_{сус} Q_p; \quad (1.61)$$

$$\Delta N_{дер} = 9,81 \Delta H_{дер} Q_p \quad (1.62)$$

$$\Delta N_{вод} = 9,81 \Delta H_{вод} Q_p; \quad (1.63)$$

$$\Delta N_Q^{12} = 9,81 \Delta Q_{12} H_p; \quad (1.64)$$

$$\delta^2 N = 9,81 \Delta Q_{12} (\Delta H_{сраб} + \Delta H_{н.б} + \Delta H_{сус} + \Delta H_{дер} + \Delta H_{вод}) \rightarrow 0. \quad (1.65)$$

В соответствии с (1.58)–(1.64) баланс мощности деривационной ГЭС будет выглядеть следующим образом:

$$N_a^{\text{под}} = N_{а.бл}^{\text{под}} - \Delta N_{вод} = N_{а.бл}^{\text{под}} - 9,81 \Delta H_{вод} Q_p; \quad (1.66)$$

$$N_{а.бл}^{\text{под}} = N_{дер}^{\text{под}} - \Delta N_{дер} = N_{дер}^{\text{под}} - 9,81 \Delta H_{дер} Q_p; \quad (1.67)$$

$$N_{ГЭС}^{\text{под}} = N_{дер}^{\text{под}} = N_{ств}^{\text{под}} - \Delta N_{н.б} - \Delta N_{сус} = N_{ств}^{\text{под}} - 9,81 Q_p (\Delta H_{н.б} + \Delta H_{сус}); \quad (1.68)$$

$$N_{ств}^{\text{под}} = N_{г.у}^{\text{под}} - \Delta N_{сраб} = N_{г.у}^{\text{под}} - 9,81 \Delta H_{сраб} Q_p; \quad (1.69)$$

$$N_{г.у}^{под} = N_p^{под} - \Delta N_Q^{1,2} = 9,81 H_p (Q_p - \Delta Q_{12}) . \quad (1.70)$$

Тогда с учетом потерь в агрегате [турбина, редуктор (муфта), генератор] ΔN_a полезная мощность на зажимах генераторов ГЭС

$$N_{ГЭС} = \sum_{j=1}^n N_{aj} (H_{Tj}) = N_a^{под} - \sum_{j=1}^n \Delta N_{aj} (H_{Tj}), \quad (1.71)$$

где $\Delta N_{aj} (H_j)$ определяются характеристиками потерь, зависящими от режима агрегата в целом (см. гл. 4).

Соответственно КПД ГЭС [с учетом (1.58) — (1.71)]

$$\begin{aligned} \eta_{ГЭС} &= \frac{N_{ГЭС}}{N_p^{под}} = \\ &= \frac{N_p^{под} - \Delta N_Q^{1,2} - \Delta N_{сраб} - \Delta N_{н.б} - \Delta N_{сус} - \Delta N_{сраб} - \Delta N_{дер} - \Delta N_{вод} - \Delta N_a}{N_p^{под}} = \\ &= \frac{N_{ГЭС} N_a^{под} N_{а.бл}^{под}}{N_a^{под} N_{а.бл}^{под} N_{дер}^{под}} \frac{N_{дер}^{под} N_{ств}^{под} N_{г.у}^{под}}{N_{ств}^{под} N_{г.у}^{под} N_p^{под}} = \eta_a \eta_{вод} \eta_{дер} \eta_{ств} \eta_Q, \end{aligned} \quad (1.72)$$

где

$$\eta_a = \frac{N_{ГЭС}}{N_a^{под}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \Delta N_{ai} (H_{Ti})}{N_a^{под}}; \quad (1.73)$$

$$\eta_{вод} = \frac{N_{а.бл}^{под}}{N_{а.бл}^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_{вод}}{N_{а.бл}^{под}} = 1 - \frac{Q_p \Delta H_{вод}}{(Q_p - \Delta Q_{12}) H_{а.бл}}; \quad (1.74)$$

$$\eta_{дер} = \frac{N_{а.бл}^{под}}{N_{а.бл}^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_{дер}}{N_{а.бл}^{под}} = 1 - \frac{Q_p \Delta H_{дер}}{(Q_p - \Delta Q_{12}) H_{дер}}; \quad (1.75)$$

$$\begin{aligned} \eta_{ств} = \eta_{бьеф} &= \frac{N_{дер}^{под}}{N_{ств}^{под}} \frac{N_{ств}^{под}}{N_{г.у}^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_{сраб} + \Delta N_{н.б} + \Delta N_{сус}}{N_{г.у}^{под}} = \\ &= 1 - \frac{Q_p (\Delta H_{сраб} + \Delta H_{н.б} + \Delta H_{сус})}{(Q_p - \Delta Q_{12}) H_p}; \end{aligned} \quad (1.76)$$

$$\eta_Q = \frac{N_{г.у}^{под}}{N_p^{под}} = 1 - \frac{\Delta Q_{12}}{Q_p}. \quad (1.77)$$

Каждая составляющая баланса мощностей деривационной ГЭС определяется одним, но чаще многими параметрами режима и имеет тесную связь с режимом ГЭС в целом. Вследствие этого оптимизация общего КПД ГЭС является сложной задачей.

Все составляющие потерь связаны друг с другом сложными балансовыми соотношениями и зависят от одного общего параметра — расхода ГЭС, который определяет режим ГЭС в целом. Любые другие базовые показатели требуют для расчета баланса мощности итерационной процедуры.

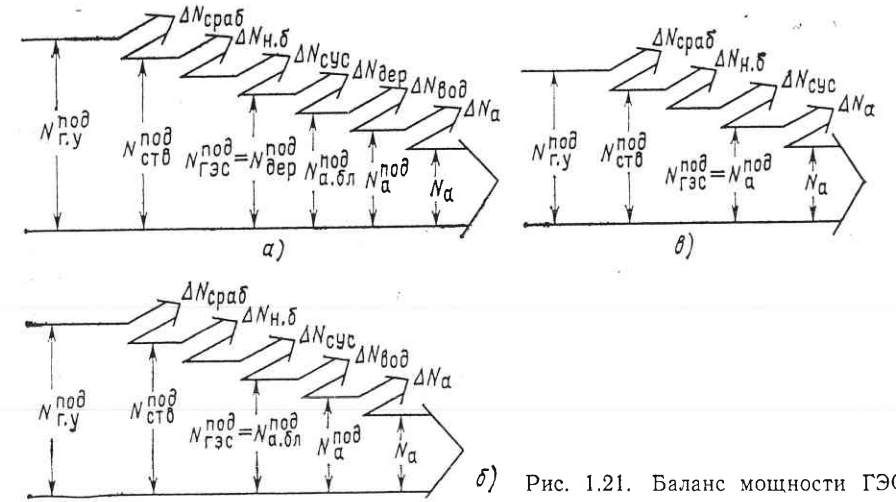


Рис. 1.21. Баланс мощности ГЭС

Анализ характеристик потерь каждого этапа преобразования энергии на ГЭС, а затем их синтез для получения максимума КПД станции будет дан в следующих главах.

Для лучшего понимания физической сущности процесса преобразования энергии на ГЭС дан «ленточный» баланс мощности трех ГЭС: деривационной (рис. 1.21, а), приплотинной (рис. 1.21, б), русловой (рис. 1.21, в). Особенностью выражений для КПД отдельных этапов технологического процесса на ГЭС является то, что при $\Delta Q_{12} \rightarrow 0$ они в большинстве своем отражают отношение потерь напора на данном этапе к полезному напору в начале его [см. (1.74) — (1.77)]. Отсюда следует необходимость сокращения потерь напора на ГЭС.

Особенности баланса мощности других типов ГЭУ. Для НС и насосного режима ГАЭС практически сохраняются те же составляющие потерь мощности, что и для ГЭС соответствующего вида. Изменяются лишь обозначения параметров: здесь речь идет не о подведенной, а о забираемой из электрической сети мощности насосными агрегатами НС или ГАЭС; не о полезной энергии, отдаваемой в сеть, а об энергии, передаваемой жидкости, перемещаемой с нижних отметок на верхние.

На большинстве НС и ГАЭС чистого вида потери расхода практически отсутствуют. В этом случае КПД гидравлического тракта будет характеризоваться только соотношением напора и его потерь.

Для наиболее общей схемы приплотинной установки в системе водохранилище — водохранилище полезная мощность, отдаваемая потоку будет равна

$$N_{НС} = 9,81 Q_{НС} H_{НС} = 9,81 Q_{НС} (z_{в.б} - z_{н.б}). \quad (1.78)$$

Соответственно мощность, забираемая из сети, $N_{дв}$ будет больше полезной мощности $N_{НС}$ на размер потерь на НС, т. е.

$$N_{дв} = 9,81 Q_{НС} (H_{НС}^{мин} + \Delta H_{нап} + \Delta H_{н.б} + \Delta H_{СУС} + H_{вод} + \Delta H_a) = N_{НС} + \Delta N_{нап} + \Delta N_{н.б} + \Delta N_{СУС} + \Delta N_{вод} + \Delta N_a, \quad (1.79)$$

где

$$\Delta N_{нап} = 9,81 Q_{НС} \Delta H_{нап}; \quad (1.80)$$

$$\Delta N_{н.б} = 9,81 Q_{НС} \Delta H_{н.б}; \quad (1.81)$$

$$\Delta H_{СУС} = 9,81 Q_{НС} \Delta H_{СУС}; \quad (1.82)$$

$$\Delta N_{вод} = 9,81 Q_{НС} \Delta H_{вод}; \quad (1.83)$$

$$\Delta N_a = 9,81 Q_{НС} \Delta H_a. \quad (1.84)$$

При этом в качестве $\Delta H_{нап}$ и $\Delta H_{н.б}$ берутся отклонения отметок от минимального уровня верхнего бьефа и максимального уровня нижнего бьефа соответственно.

КПД насосного цикла

$$\eta_{НС} = \frac{N_{НС}}{N_{дв}} = \frac{N_{дв} - \Delta N_{нап} - \Delta N_{н.б} - \Delta N_{СУС} - \Delta N_{вод} - \Delta N_a}{N_{дв}} = \frac{N_{НС}}{N_a^{под}} \frac{N_a^{под}}{N_{н.б}^{под}} \frac{N_{н.б}^{под}}{N_{вод}^{под}} \frac{N_{вод}^{под}}{N_{дв}} = \eta_a \eta_{ств} \eta_{вод}, \quad (1.85)$$

где

$$\eta_a = \frac{N_{НС}}{N_a^{под}} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^n \Delta N_{aj}}{N_a^{под}}; \quad (1.86)$$

$$\eta_{ств} = \frac{N_a^{под}}{N_{н.б}^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_{н.б} + \Delta N_{СУС} + \Delta N_{нап}}{N_{вод}^{под}} = 1 - \frac{\Delta H_{н.б} + \Delta H_{СУС} + \Delta H_{нап}}{H_{вод}}; \quad (1.87)$$

$$\eta_{вод} = \frac{N_{вод}^{под}}{N_{дв}} = 1 - \frac{\Delta N_{вод}}{N_{дв}} = 1 - \frac{\Delta H_{вод}}{H_N} \quad (1.88)$$

при

$$H_{НС}^{мин} = z_{в.б}^{мин} - z_{н.б}^{макс}; \quad (1.89)$$

$$H_{вод} = H_{НС}^{мин} + \Delta H_{н.б} + \Delta H_{СУС} + \Delta H_{нап}; \quad (1.90)$$

$$H_N = H_{вод} + \Delta H_{вод} = H_{НС}^{мин} + \sum_{i=7}^1 \Delta H_i. \quad (1.91)$$

Балансы мощности ГЭС-ГАЭС и ГЭУ в составе энергокомплексов зависят от их схемы и режима работы.

Для приливных станций потери мощности от изменения уровня моря не зависят от режима ПЭС и определяются по мареограмме. Основной вид потерь, зависящих от режима станции, — это потери за счет изменения уровня бассейна.

В каскаде ГЭС появляются дополнительные потери мощности. Для разомкнутого каскада плотинных ГЭС — это не зависящие от его режима потери напора за счет неиспользованных участков реки, в сомкнутом каскаде тех же ГЭС в нижнем бьефе каждой станции появляются дополнительные потери за счет подпора $\Delta N_{подп.}$

Для каскада деривационных ГЭС необходимо учитывать потери мощности из-за неиспользования местного стока.

В общем виде КПД каскада ГЭС можно записать (при $Q_{х.сбр} = Q_{в} = 0$)

$$\eta_{кас}^{ГЭС} = \frac{\sum_{l=1}^m N_{ГЭС l}}{\sum_{l=1}^m N_{ГЭС l}^{под}} = \frac{\sum_{l=1}^m N_{ГЭС l}^{под} \eta_{ГЭС l}}{\sum_{l=1}^m N_{ГЭС l}^{под}}, \quad (1.92)$$

где $\eta_{ГЭС l}$ определяется с помощью выражений, приведенных выше, а также с учетом дополнительных потерь напора и расхода в каскаде.

КПД каскада насосных станций определяется аналогично:

$$\eta_{кас}^{НС} = \frac{\sum_{l=1}^m N_{НС l}}{\sum_{l=1}^m N_{дв l}} = \frac{\sum_{l=1}^m N_{дв l} \eta_{НС l}}{\sum_{l=1}^m N_{дв l}}. \quad (1.93)$$

Наличие холостых сбросов на одиночной ГЭС и в каскаде, не изменяя общей картины баланса мощности, существенно усложнит расчеты его составляющих. Дополнительно усложняется расчет режима каскада ГЭС с учетом $\tau_{доб}$ и отборов воды на нужды народного хозяйства.

1.3.4. БАЛАНС ЭНЕРГИИ ГЭС

Как уже отмечалось, энергоемкость топлива на ТЭС определяется его калорийностью, а на ГЭС — напором. В связи с этим КПД использования подведенной мощности и энергии на ТЭС мало зависят от режима станции и практически совпадают друг с другом. Кроме того, основные потери мощности и энергии на ТЭС определяются самим технологическим циклом преобразования энергии на станции.

На ГЭС КПД использования подведенной мощности и энергии могут существенно отличаться друг от друга по ряду причин: наличие взаимосвязи режимов ГЭС с водохранилищем во времени,

ограниченность используемого объема энергоресурсов (по стоку за цикл регулирования), неполнота использования энергоемкости водотока в целом (по напору за счет схем его создания на одиночной ГЭС и в каскаде), наличие режимных потерь энергии и мощности при управлении водохранилищами и т. д.

В связи с этим КПД использования подведенной мощности ГЭС может характеризовать собой только эффективность использования расхода в данный момент на данной схеме. По тем же причинам для самой ГЭС более показателен КПД использования подведенной энергии реки за заданный полный цикл регулирования $T_{\text{рег}}$ (подробнее см. гл. 8), определяемый по формуле

$$\eta_p^{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}_p^{\text{полезн}}}{\mathcal{E}_p^{\text{под}}} = \frac{\mathcal{E}_p^{\text{под}} - \Delta\mathcal{E}_p}{\mathcal{E}_p^{\text{под}}}, \quad (1.94)$$

где

$$\mathcal{E}_p^{\text{под}} = \int_0^{T_{\text{рег}}} N_p^{\text{под}}(t) dt; \quad (1.95)$$

$$\mathcal{E}_p^{\text{полезн}} = \int_0^{T_{\text{рег}}} N_p^{\text{под}}(t) \eta_p^N(t) dt \quad (1.96)$$

при $N_p^{\text{под}}$, рассчитываемой по (1.57), а $\eta_p^N = \eta_{\text{гэс}}$ по (1.72) для заданной схемы концентрации напора на ГЭС; $\Delta\mathcal{E}_p$ — потери энергии из-за неполного использования при проектировании потенциала водотока $\Delta\mathcal{E}_{\text{пр}}$, режимных или системных потерь за счет сработки-наполнения водохранилищ и неоптимальности этого режима $\Delta\mathcal{E}_{\text{сист}}$, режимных и технологических потерь энергии на самой ГЭС $\Delta\mathcal{E}_{\text{гэс}}$,

$$\Delta\mathcal{E}_p = \Delta\mathcal{E}_{\text{пр}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{сист}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{гэс}}. \quad (1.97)$$

Тогда $\eta_p^{\text{э}}$ можно определить следующим образом:

$$\eta_p^{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гэс}}}{\mathcal{E}_{\text{гэс}}^{\text{под}}} \frac{\mathcal{E}_{\text{гэс}}^{\text{под}}}{\mathcal{E}_{\text{сист}}^{\text{под}}} \frac{\mathcal{E}_{\text{сист}}^{\text{под}}}{\mathcal{E}_p^{\text{под}}} = \eta_{\text{гэс}} \eta_{\text{сист}} \eta_{\text{пр}}. \quad (1.98)$$

Наибольшим диапазоном разброса значений обладает $\eta_{\text{пр}}$. При каскадном использовании водотока он увеличивается за счет повышения коэффициента использования стока k_w и напора k_H . Наибольшие значения k_w и k_H соответствуют каскадной схеме сомкнутых русловых ГЭС длительного регулирования. Для одиночной ГЭС на водотоке они зависят от схемы и вида регулирования и могут быть очень малы, что указывает на эффективность каскадной схемы использования водотока. Коэффициент k_w снижается с уменьшением длительности цикла регулирования ГЭС, а k_H — при использовании деривационных схем (растут потери в деривации и водоводах).

Значительны и потери энергии за счет сработки-наполнения водохранилища из-за увеличения потерь на транзитном стоке и снижения КПД ГЭС. На низконапорных ГЭС с водохранилищами длительного регулирования $\eta_{\text{сист}}$ может достигать 80 %, что определяет важность назначения оптимального режима их работы во времени за $T_{\text{рег}}$.

Учитывая, что $H_p = \text{const}$, получаем

$$\mathcal{E}_p^{\text{под}} = 9,81 H_p \int_0^{T_{\text{рег}}} Q_p(t) dt = k_{\text{э}} H_p W_p^{T_{\text{рег}}}; \quad (1.99)$$

$$\mathcal{E}_p^{\text{полезн}} = k_{\text{э}} H_p \int_0^{T_{\text{рег}}} Q_p(t) \eta_p^N(t) dt. \quad (1.100)$$

Подставив (1.98) и (1.99) в (1.94), получим

$$\eta_p^{\text{э}} = \frac{\int_0^{T_{\text{рег}}} Q_p(t) \eta_p^N(t) dt}{H_p W_p^{T_{\text{рег}}}}. \quad (1.101)$$

Из (1.101) следует, что для заданного $T_{\text{рег}}$ КПД использования энергии реки определяется не только текущим, но и взвешенным по расходу значением. При этом выработка во многом определяется стоком реки за $T_{\text{рег}}$ и его потерями из водохранилища и на ГЭС [см. (1.58)]. Чем меньше сток, тем больше значимость относительных потерь энергии за счет снижения КПД ГЭС. КПД использования энергии реки уменьшается и при росте отборов воды для водохозяйственных целей.

В отличие от тепловых станций гидростанции обладают высоким КПД преобразования энергии в своем технологическом цикле непосредственно. Если на ТЭС он может достигать 42, то на ГЭС — более 90 %. В деривационных схемах $\eta_{\text{гэс}}$ может снижаться до 70—80 % из-за потерь напора. Таким образом, в каскадных схемах сомкнутых русловых ГЭС $\eta_p^{\text{э}}$ может достигать 50—60 %.

Для НС или при насосном режиме ГАЭС, как правило, задается общий объем подачи W_H за время T . В этом случае КПД НС равен

$$\eta_{\text{НС}}^W = \frac{\mathcal{E}_{\text{НС}}^{\text{полезн}}}{\mathcal{E}_{\text{дв}}} = \frac{\int_0^T N_{\text{дв}}(t) \eta_{\text{НС}}(t) dt}{\int_0^T N_{\text{дв}}(t) dt} \quad (1.102)$$

Для НС, работающей при $H_{НС} = \text{const}$,

$$\eta_{НС}^W = \frac{\int_0^T Q_{НС}(t) dt}{\int_0^T \frac{Q_{НС}(t) dt}{\eta_{НС}(t)}}, \quad (1.103)$$

где $\int_0^T Q_{НС}(t) dt = W_H$ — заданная величина.

Таким образом, и для НС $\eta_{НС}^W$ зависит от текущего и взвешенного по подаче значения $\eta_{НС}$.

Оценка КПД каскада ГЭС за заданный период T несколько усложняется из-за возможности наличия на водотоке гидроэлектростанций разного вида регулирования. В связи с этим в качестве расчетного периода T следует брать самый максимальный или несколько больший период, соответствующий самой высокой степени регулирования, так чтобы в нем «уложилось» целое число циклов регулирования меньших степеней. В любом другом случае оценка КПД каскада не будет достаточно правильно отражать эффективность использования гидроэнергоресурсов данного региона. В частности, возможно увеличение выработки ГЭС в какой-то отрезок времени при общем его уменьшении за весь цикл регулирования $T_{рег}$. В ряде случаев подобные варианты режима ГЭС могут быть оправданы получением большей экономии издержек по всей водохозяйственной системе.

Глава 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТВОРА И ВОДОПРОВОДЯЩИХ СООРУЖЕНИЙ

2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В гл. 1 было показано, что основные потери мощности на ГЭУ связаны с потерями напора. Последние, в свою очередь, определяются как технологическими, так и режимными факторами, т. е. являются либо неизбежными, либо зависящими от режима ГЭУ в целом и ее отдельных агрегатов.

Основной фактор всех потерь напора — расход воды на ГЭУ — однозначно определяет собой режим ГЭУ в целом. Это позволяет использовать расход в качестве независимого параметра в расчетах водноэнергетических режимов ГЭУ, увязывающего в единое целое режимы отдельных этапов технологического процесса. Для проведения расчетов необходимо иметь возможность минимизировать потери мощности на ГЭУ, т. е. знать особенности их изменения в зависимости от режимов установки.

Для этого необходимо иметь энергетические характеристики

(характеристики потерь напора и мощности) отдельных этапов в зависимости от расхода, причем эти характеристики должны обеспечивать минимизацию потерь напора и мощности для всей ГЭУ в целом.

В данной главе будут рассмотрены особенности энергетических характеристик деривации, водоводов и бьефов ГЭУ, а также методы их расчета и графического представления.

Расчет и построение характеристик будут производиться на основе математических моделей основных этапов преобразования энергии на ГЭУ для установившегося и неустойчивого режима их работы.

Как и в предыдущем изложении, основное внимание будет уделено характеристикам ГЭС.

Последовательность изложения материала будет соответствовать технологической схеме ГЭС, представленной на рис. 1.18.

2.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕРХНЕГО И НИЖНЕГО БЬЕФОВ ГЭС

Особенности энергетических характеристик бьефов при установившемся режиме ГЭС. Характеристики потерь мощности и напора рассчитываются и строятся в виде зависимости мощности, подведенной к гидроузлу $N_{г.у}^{\text{под}}$, створу $N_{ств}^{\text{под}}$ и ГЭС $N_{ГЭС}^{\text{под}}$, от расхода воды в нижнем бьефе при условии, что $Q_{н.б} \equiv Q_{ГЭС}$ и сооружаемые сооружения — общие для гидроэлектростанции.

В соответствии с положениями гл. 1 принимается, что

$$N_{г.у}^{\text{под}} = 9,81 Q_{н.б} H_{г.у}^{\text{под}} = N_{г.у}^{\text{под}}(Q_{н.б}); \quad (2.1)$$

$$N_{ств}^{\text{под}} = 9,81 Q_{н.б} H_{ств}^{\text{под}} = 9,81 Q_{н.б} (H_{г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{сус}); \quad (2.2)$$

$$N_{ГЭС}^{\text{под}} = 9,81 Q_{н.б} H_{ГЭС} = 9,81 Q_{н.б} (H_{ств}^{\text{под}} - \Delta H_{н.б}) = N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б}), \quad (2.3)$$

где

$$H_{г.у}^{\text{под}} = \nabla \text{НПУ} - z_{н.б} (Q_{н.б} = 0, z_{н.б}^{\text{подп}} \rightarrow \min). \quad (2.4)$$

Потери напора и мощности в бьефах ГЭС являются неизбежными, определяемыми режимом гидроэлектростанции в целом и не зависящими от распределения расхода между агрегатами.

Потери напора и мощности в верхнем бьефе определяются снижением уровней воды в водохранилище при его сработке и потерями напора на СУС. Эти потери зависят от расхода $Q_{ГЭС}$ и $h_{сраб}$, т. е.

$$\Delta H_{н.б}(h_{сраб}, Q_{ГЭС}) = h_{сраб} + \Delta H_{сус}(Q_{ГЭС}); \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} \Delta N_{н.б}(h_{сраб}, Q_{ГЭС}) &= 9,81 Q_{ГЭС} \Delta H_{н.б} = 9,81 Q_{ГЭС} h_{сраб} + 9,81 Q_{ГЭС}^{m+1} k_{сус} = \\ &= \Delta N_{сраб}(h_{сраб}, Q_{ГЭС}) + \Delta N_{сус}(Q_{ГЭС}), \end{aligned} \quad (2.6)$$

где $\Delta H_{сус} = k_{сус} Q_{ГЭС}^m$, и при условии, что $k_{сус} < 1$ и $m \geq 2$ — константы.

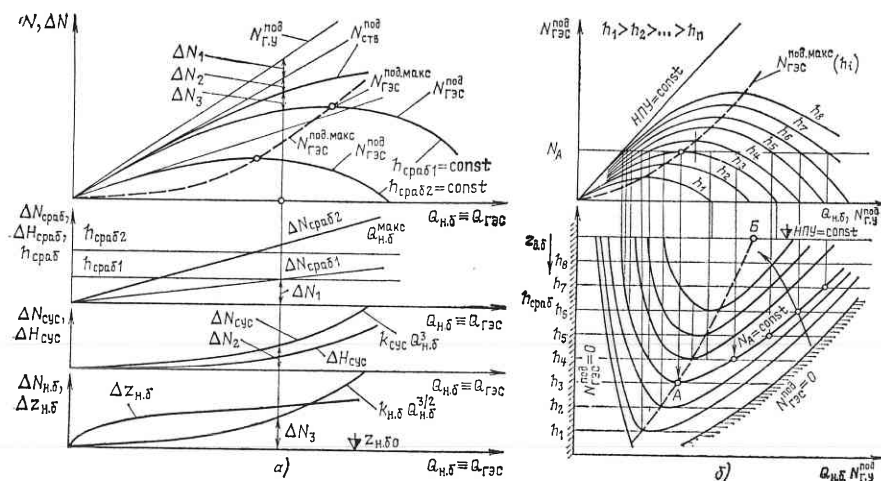


Рис. 2.1. Энергетические характеристики бьефов ГЭС

Из (2.5) и (2.6) следует, что $\Delta N_{\text{ср.б.}}(h_{\text{ср.б.}}, Q_{\text{ГЭС}})$ — линейная функция $Q_{\text{ГЭС}}$ при $h_{\text{ср.б.}} = \text{const}$, тогда как $\Delta N_{\text{сус.}}(Q_{\text{ГЭС}})$ — степенная выпуклая функция ($m \approx 3$) (рис. 2.1, а).

Неизбежные потери мощности и напора возникают также из-за поднятия уровней воды в нижнем бьефе при пропуске расхода $Q_{\text{н.б.}}$

$$\Delta H_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = \Delta z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) - z_{\text{н.б.0}}; \quad (2.7)$$

$$\Delta N_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = 9,81 Q_{\text{н.б.}} \Delta z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}). \quad (2.8)$$

Во многих случаях морфометрическую характеристику $\Delta z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ для русловых ГЭС можно представить зависимостью вида

$$\Delta z_{\text{н.б.}} = \Delta z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = k_{\text{н.б.}} Q_{\text{н.б.}}^m, \quad (2.9)$$

где $k_{\text{н.б.}} < 1$ и $m \approx 0,5$ — константы. В этом случае потери мощности $\Delta N_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ являются выпуклой степенной функцией (рис. 2.1, а).

Таким образом, потери мощности в бьефах ГЭС — выпуклые функции, зависящие при заданном значении $h_{\text{ср.б.}}$ только от $Q_{\text{н.б.}} \equiv Q_{\text{ГЭС}}$. На основе баланса мощностей ГЭС (см. рис. 1.21) зависимость $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ от $Q_{\text{н.б.}}$ можно записать в виде

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б.}}) = N_{\text{Г.у.}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б.}}) - \Delta N_{\text{в.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) - \Delta N_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) = N_{\text{Г.у.}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б.}}) - \Delta N_{\text{ср.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) - \Delta N_{\text{сус.}}(Q_{\text{н.б.}}) - \Delta N_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}). \quad (2.10)$$

Для расчета $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ по (2.10) при заданном значении $Q_{\text{н.б.}} = Q_{\text{ГЭС}}$ необходимо по характеристикам потерь мощности в бье-

фах определить $\Delta N_{\text{ср.б.}}$, $\Delta N_{\text{сус.}}$, $\Delta N_{\text{н.б.}}$ и вычесть их из $N_{\text{Г.у.}}^{\text{под}}$, рассчитанной по (2.1).

Так как арифметическая сумма выпуклых функций тоже выпуклая функция, то с учетом (2.10) характеристика $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б.}})$ при $h_{\text{ср.б.}} = \text{const}$ — вогнутая функция, обладающая экстремумом-максимумом и двумя нулевыми значениями при $Q_{\text{н.б.}} = 0$ и $N_{\text{Г.у.}}^{\text{под}} = \Delta N_{\text{ср.б.}} + \Delta N_{\text{сус.}} + \Delta N_{\text{н.б.}}$ или $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = 0$. При этом уменьшается при увеличении $h_{\text{ср.б.}}$ и достигается при тем меньших расходах $Q_{\text{н.б.}}$, чем больше $h_{\text{ср.б.}}$.

Предельная подведенная мощность к ГЭС для установившегося режима работы бьефов есть теоретический предел установленной мощности ГЭС в данном створе (без учета потерь в деривации, водоводах и агрегатах станции). Это ограничение характерно для ГЭС с небольшими напорами и длительным регулированием стока.

При значительных расходах в нижнем бьефе или глубокой работе водохранилища также возможно получение $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = 0$ из-за равенства нулю $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$. Соответствующий ему режим — предельный по максимальному значению пропускаемого расхода $Q_{\text{н.б.}}$ для заданного значения $h_{\text{ср.б.}}$ в створе (рис. 2.1, а).

На рис. 2.1, б произведено перестроение характеристик $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б.}})$ при $h_{\text{ср.б.}} = \text{const}$ в координаты $z_{\text{в.б.}}, Q_{\text{н.б.}}$ при $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = \text{const}$, что позволяет четко выявить предельные мощности створа при НПУ (точка Б) и $h_{\text{ср.б.}}$, например $N_A = N_{\text{ГЭС}}^{\text{под, макс.}}(h_{\text{ср.б.3}})$ на рис. 2.1, б.

Допустимая область изменения $Q_{\text{н.б.}}(z_{\text{в.б.}}, N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}})$ ограничена слева прямой $Q_{\text{н.б.}} = 0$, а справа кривой $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}(h_{\text{ср.б.}}) = 0$, соответствующей $Q_{\text{н.б.}}^{\text{макс.}}(h_{\text{ср.б.}})$ и выходящей из начала координат системы $(z_{\text{в.б.}}, Q_{\text{н.б.}})$.

Представленные на рис. 2.1, б зависимости позволяют выявить и несколько дополнительных особенностей рассматриваемых характеристик. Зависимости $z_{\text{в.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$ при $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = \text{const}$ — несимметричные параболы, имеющие крутую часть в зоне малых значений $Q_{\text{н.б.}}$ и пологую часть в зоне больших. Изолинии $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = \text{const}$ становятся практически вертикальными прямыми для больших значений $N_{\text{Г.у.}}^{\text{под}}$, т. е. для средне- и высоконапорных ГЭС, где достижение предельных мощностей створа технически невозможно.

Для низконапорных ГЭС возможно получение также и предельной мощности для каждой $z_{\text{в.б.}}$ или $h_{\text{ср.б.}} = \text{const}$, например N_A для h_3 на рис. 2.1, б. Кривые $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = \text{const}$ становятся более пологими в зоне больших расходов и малых $z_{\text{в.б.}}$.

В нижнем бьефе возможны и дополнительные потери напора и мощности за счет ледовых условий, зарастания растительностью, подпора от нижерасположенной ГЭС (рис. 2.2). При этом функции дополнительных потерь мощности от $Q_{\text{н.б.}}$ из-за ледовых усло-

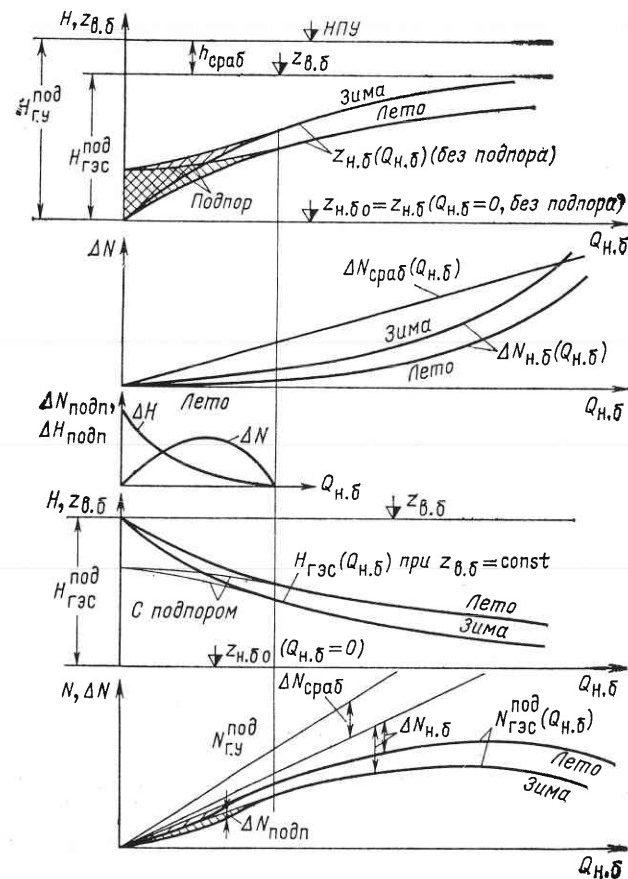


Рис. 2.2. Дополнительные потери напора и мощности в нижнем бьефе ГЭС

вий и подпора являются выпуклыми и вогнутыми соответственно (рис. 2.3).

Влияние на $N_{гэс}^{под}$ различных составляющих (2.10) зависит от напора ГЭС, сезона года и других причин. Как правило, для низко- и средненапорных ГЭС при заданном значении $h_{срб}$ в период межени основная составляющая потерь $\Delta N_{н.б}$. Для периода половодья, характеризующегося большими расходами загрязненной воды, для тех же ГЭС надо учитывать и $\Delta N_{сус}$. Для высоконапорных ГЭС основные потери мощности в бьефах определяются глубокой сработкой водохранилища.

Анализ кривых потерь напора и мощности в общем виде удобно производить при их приближенном задании аналитическими зависимостями. Например, зависимость $N_{гэс}^{под}$ от $Q_{н.б}$ при задан-

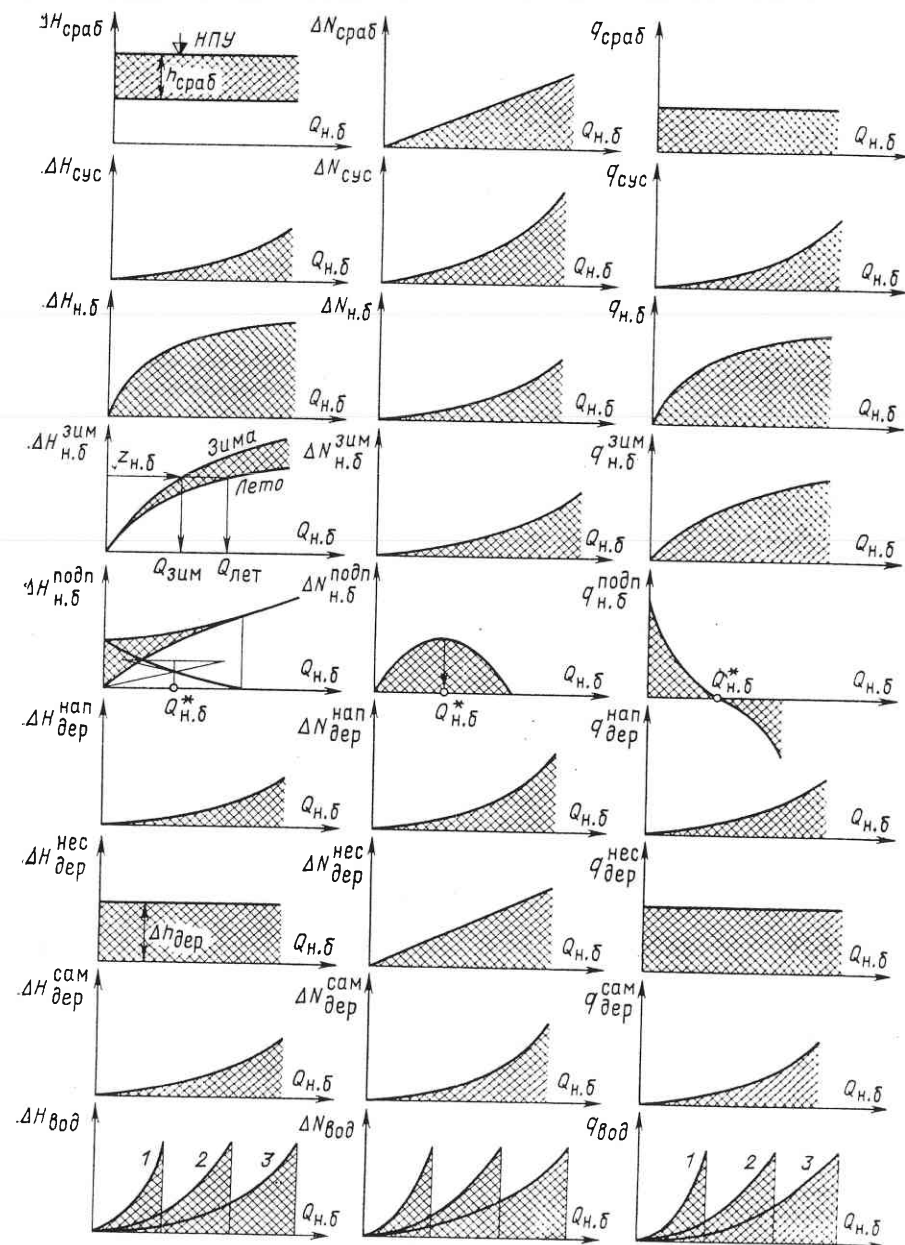


Рис. 2.3. Характеристики потерь напора и мощности в бьефах и водопроводящих сооружениях ГЭС

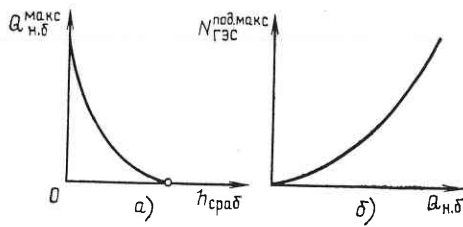


Рис. 2.4. Характеристики предельных расходов (а) и мощностей (б) створа русловой ГЭС

ном значении $h_{ср.б.}$ для низко- и средненапорных ГЭС в период межени можно приближенно представить следующим образом:

$$N_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б.}) = 9,81 H_{г.у}^{под} Q_{н.б.} - 9,81 h_{ср.б.} Q_{н.б.} - 9,81 k_{н.б.} Q_{н.б.}^{3/2} = (a_1 - a_2) Q_{н.б.} - a_3 Q_{н.б.}^{3/2}, \quad (2.11)$$

$$\text{где } a_1 = 9,81 H_{г.у}^{под}; \quad a_2 = 9,81 h_{ср.б.}; \quad a_3 = 9,81 k_{н.б.}.$$

Величина $N_{ГЭС}^{под}$ равна нулю в двух точках: при $Q_{н.б.} = 0$ и при $Q_{н.б.}^{макс}$, равном

$$Q_{н.б.}^{макс} = (k_{н.б.}^{-2} (H_{г.у}^{под} - h_{ср.б.})^2) = (a_4 - a_5 h_{ср.б.})^2, \quad (2.12)$$

$$\text{где } a_4 = k_{н.б.}^{-1} H_{г.у}^{под} \text{ и } a_5 = k_{н.б.}^{-1}.$$

Из (2.12) следует, что $Q_{н.б.}^{макс}(h_{ср.б.})$ является убывающей выпуклой зависимостью по отношению к $h_{ср.б.}$, достигающей при $h_{ср.б.} = 0$ максимума, равного $a_4^2 = k_{н.б.}^{-2} (H_{г.у}^{под})^2$ и нуля при $H_{ГЭС}^{под} = H_{г.у}^{под} - h_{ср.б.} - \Delta z_{н.б.} \equiv 0$ (рис. 2.4).

Величина $N_{ГЭС}^{под}$ достигает максимума при $h_{ср.б.} = \text{const}$ в точке, где выполняются следующие условия:

$$\frac{dN_{ГЭС}^{под}}{dQ_{н.б.}} = (a_1 - a_2) - 1,5 a_3 \sqrt{Q_{н.б.}} = 0, \quad (2.13)$$

т. е. при

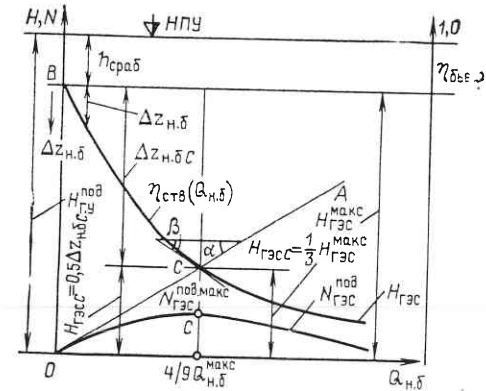
$$Q_{н.б.} = \left(\frac{(a_1 - a_2)^2}{3a_3} \right)^2 = \frac{4}{9} \left(\frac{H_{г.у}^{под} - h_{ср.б.}}{k_{н.б.}} \right)^2. \quad (2.14)$$

Сопоставляя (2.12) и (2.14), можно сделать вывод, что $N_{ГЭС}^{под.макс}$ достигает при расходе $Q_{н.б.}$ значений, равных $\frac{4}{9} Q_{н.б.}^{макс}$

при данном значении $h_{ср.б.}$. Кривые зависимости $N_{ГЭС}^{под.макс}$ от $H_{ГЭС}$ и $Q_{н.б.}$ — выпуклые, степенные (рис. 2.4, б и рис. 2.1 — пунктирные линии).

Точка с координатами $Q_{н.б.}$, $N_{ГЭС}^{под.макс}$ при $h_{ср.б.} = \text{const}$ называется особой режимной точкой и может быть использована:

Рис. 2.5. Графический анализ предельных возможностей гидроузла



для ориентированного анализа энергетических возможностей рассматриваемого гидроузла.

Для русловых низконапорных ГЭС условия максимума функции $N_{ГЭС}^{под}$ от $Q_{н.б.}$ можно представить для любого вида аналитического задания нижнего бьефа $h_{ср.б.} = \text{const}$ следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{dN_{ГЭС}^{под}}{dQ_{н.б.}} &= (H_{г.у}^{под} - h_{ср.б.}) - \frac{d\Delta z_{н.б.}}{dQ_{н.б.}} Q_{н.б.} - \Delta z_{н.б.} = \\ &= H_{ГЭС} - \frac{d\Delta z_{н.б.}}{dQ_{н.б.}} Q_{н.б.} = 0, \end{aligned} \quad (2.15)$$

т. е. в точке с $N_{ГЭС}^{под.макс}$ (рис. 2.5) должно выполняться соотношение

$$\frac{H_{ГЭС}}{Q_{н.б.}} = \frac{d\Delta z_{н.б.}}{dQ_{н.б.}}. \quad (2.16)$$

Для пояснения физического смысла полученного условия перепишем (2.16) в виде

$$9,81 H_{ГЭС} dQ_{н.б.} = 9,81 Q_{н.б.} d\Delta z_{н.б.} \quad (2.17)$$

Левую часть (2.17) можно представить как относительный прирост мощности за счет увеличения $Q_{н.б.}$ на $dQ_{н.б.}$ при $H_{ГЭС} = \text{const}$, а правую — как прирост потерь мощности за счет поднятия $z_{н.б.}$ на $d\Delta z_{н.б.}$ при том же $Q_{н.б.}$. Другими словами, $N_{ГЭС}^{под}$ при $h_{ср.б.} = \text{const}$ достигает своего экстремума-максимума, когда относительный прирост мощности за счет увеличения $Q_{н.б.}$ равен относительному уменьшению ее за счет снижения напора.

Условия (2.16) могут быть представлены графически. Для этого строится зависимость $H_{ГЭС}(Q_{н.б.})$ при $h_{ср.б.} = \text{const}$ как разницы между $H_{г.у.}$, $h_{ср.б.}$ и $\Delta z_{н.б.}$. Затем из начала координат через произвольную точку C зависимости $H_{ГЭС}(Q_{н.б.})$ проводится прямая линия OA. Определяется касательная к зависимости $H_{ГЭС}(Q_{н.б.})$ в точке C, которая одновременно является касательной и к зависимости $\Delta z_{н.б.}(Q_{н.б.})$, построенной от горизонтальной линии, соответствующей точке B (рис. 2.5), т. е. $h_{ср.б.} = \text{const}$. Проводится произвольная горизонтальная прямая до пересечения ее с лучом OCA и рассмотренной касательной.

В получившемся треугольнике тангенсы углов α и β соответ-

вуют левой и правой частям уравнения (2.16). Это означает, что точке с максимумом $N_{ГЭС}^{под}$ на кривой $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ соответствует равнобедренный треугольник ($\alpha=\beta$), построенный указанным выше способом.

С учетом (2.11) и (2.16) можно сделать вывод, что в точке C выполняются соотношения

$$H_{ГЭС C} = Q_{н.б} \frac{d\Delta z_{н.б}}{dQ_{н.б}} = \frac{1}{2} k_{н.б} Q_{н.б}^{0.5} = \frac{1}{2} \Delta z_{н.б C}; \quad (2.18)$$

$$H_{ГЭС C} = \frac{1}{3} H_{ГЭС}^{макс}. \quad (2.19)$$

По известным характеристикам $N_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б})$ и $N_{Г.у}^{под}(Q_{н.б})$ при $h_{сраб} = \text{const}$ можно определить рабочие характеристики данного этапа преобразования энергии на гидроэлектростанции, т. е. зависимости КПД створа от $Q_{н.б}$ и $h_{сраб}$.

$$\eta_{ств} = \frac{N_{ГЭС}^{под}}{N_{Г.у}^{под}} = \frac{N_{ГЭС}^{под}}{N_{ГЭС}^{под}} \frac{N_{ств}^{под}}{N_{Г.у}^{под}} = \frac{H_{ГЭС}}{H_{Г.у}^{под}} =$$

$$= \left(1 - \frac{\Delta N_{н.б}}{N_{ств}^{под}}\right) \left(1 - \frac{\Delta N_{н.б} + \Delta N_{СУС}}{N_{Г.у}^{под}}\right) = 1 - \frac{h_{сраб} + h_{СУС} + \Delta z_{н.б}}{H_{Г.у}^{под}}. \quad (2.20)$$

Из сказанного следует, что зависимость $\eta_{ств}$ от $Q_{н.б}$ при $H_{Г.у}^{под} = \text{const}$ является вогнутой с $\eta_{ств}=1$ при $Q_{н.б}=0$ и $h_{сраб}=0$. При росте $Q_{н.б}$ $\eta_{ств}$ монотонно убывает, повторяя по своей форме характеристику нижнего бьефа, построенную способом, показанным на рис. 2.5.

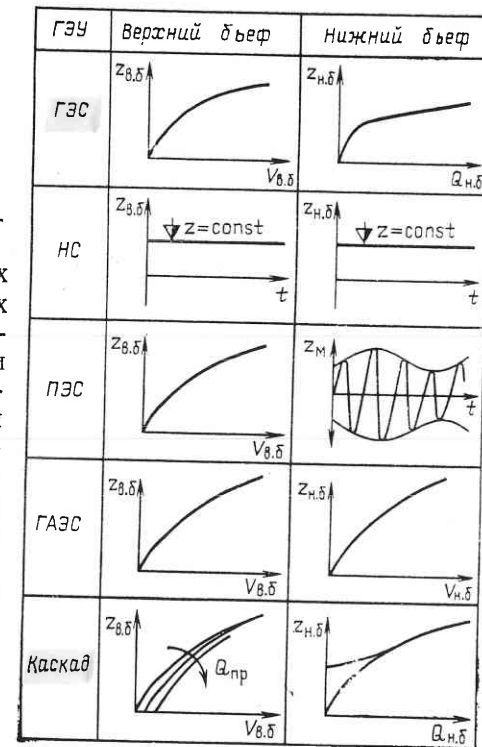
В точке максимума $N_{ГЭС}^{под}$ КПД бьефов при $\Delta H_{СУС} = 0$ и $\Delta z_{н.б} = k_{н.б} Q_{н.б}^{0.5}$ соответствует предельно возможной величине, равной 33,3 % [см. (2.19)]. В реальных условиях в указанной точке КПД будет еще меньше из-за потерь в СУС холостых сбросов и т. д.

Проведенный анализ зависимостей $\eta_{ств}(Q_{н.б})$ указывает на малую энергетическую эффективность работы ГЭС при предельном значении $N_{ГЭС}^{под}$ и на нецелесообразность глубокой сработки водохранилища и работы ГЭС с большими расходами.

Следует отметить, что все сказанное выше справедливо для русловых ГЭС. Для приплотинных и деривационных станций появляются дополнительные потери мощности в деривации и водах.

Особенности характеристик потерь напора и мощности в бьефах ГЭУ других типов. Насосные станции в основном работают при условии постоянных или переменных значений верхнего и нижнего бьефов по времени, не зависящих от режима самой насосной станции (рис. 2.6). В этом случае потери напора в бьефах практически постоянны. Соответственно потери мощности ли-

Рис. 2.6. Морфометрические характеристики бьефов ГЭС для установившегося режима работы



нейно зависят от $Q_{НС}$, $\eta_{ств}$ постоянен и не зависит от $Q_{н.б}$.

Для несовмещенных гидроаккумулирующих электростанций морфометрические характеристики бьефов представляют собой объемные зависимости $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{н.б}(V_{н.б})$. Это означает, что для заданных значений потерь напора в бьефах (снижение $z_{в.б}$ и повышение $z_{н.б}$ в турбинном режиме, повышение $z_{в.б}$ и снижение $z_{н.б}$ в насосном режиме) потери мощности линейно зависят от расхода ГАЭС, $\eta_{ств}$ не зависит от $Q_{ГАЭС}$ и определяется только потерями напора от изменения уровней бьефов.

Для приливных электростанций потери мощности в верхнем бьефе для $h_{сраб} = \text{const}$ и заданной мареограммы $z_M(t)$ зависят от расхода станции линейно. КПД створа $\eta_{ств}$ определяется состоянием уровней бассейна и моря в данный момент.

Для волновых гидроэлектростанций КПД створа практического смысла не имеет, так как эти станции используют только потенциальную механическую энергию волны, не пропуская «через себя» расход.

В каскаде гидроэлектростанций при расчете КПД створа следует учитывать дополнительные потери напора вследствие наличия неиспользованных участков реки, динамического объема водохранилища и подпора в нижнем бьефе сомкнутых каскадов. Расчет КПД каскада по мощности имеет смысл только при $\tau_{доб}=0$ и постоянстве расходов $Q_{ГЭС}$ и $Q_{б.пр}$. В противном случае речь может идти только об эффективности использования стока или гидроэнергетического потенциала каскада в целом.

Особенности энергетических характеристик бьефов при неустановившемся режиме работы ГЭС. В современных условиях режим большинства ГЭС отличается крайней неравномерностью во времени, что определяется требованиями энергосистем. Это характерно для суточного, недельного режима (см. гл. 8).

Для этих условий использование математических моделей бье-

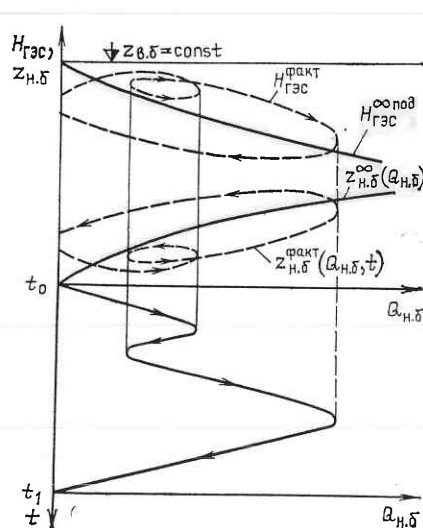


Рис. 2.7. Процесс неустойчивого движения воды в нижнем бьефе

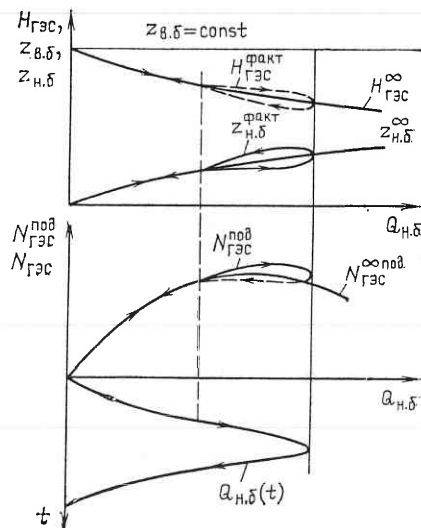


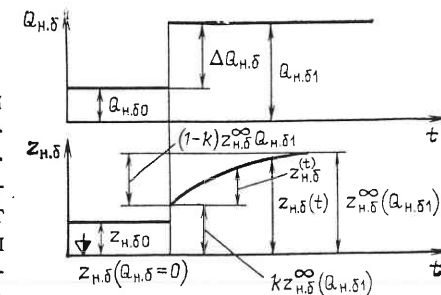
Рис. 2.8. Динамические процессы в нижнем бьефе в период половодья

фов, рассмотренных выше и представленных графически на рис. 2.6 для разных видов ГЭУ, невозможно. Обозначим индексом ∞ характеристики ГЭУ, соответствующие установившемуся режиму. Тогда разница между фактическими и рассчитанными по $\Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.})$ значениями $\Delta z_{н.б.}$ в краткосрочных режимах при заданном значении $Q_{н.б.}$ и t может достигать для некоторых русловых ГЭС 1,5—2,5 м (рис. 2.7). Естественно, что это ведет к значительным ошибкам в планировании режима ГЭС без учета неустойчивого движения воды в нижнем бьефе. Процессы неустойчивого движения воды характерны и для половодья, хотя влияние их несколько меньше (рис. 2.8).

К настоящему времени известно значительное количество моделей неустойчивого движения воды, предназначенных для описания процесса изменения $\Delta z_{н.б.}$ по t и по длине водотока при заданных значениях $Q_{н.б.}(t)$ как в виде непрерывного (на аналоговой ЭВМ), так и дискретного (на цифровой ЭВМ). В основном все они являются приближенной аппроксимацией известных уравнений Сен-Венана, которые получены в предположении, что неустойчивое движение является медленно изменяющимся, одномерным и силы гидравлического сопротивления выражаются так же, как и для установившегося движения.

В соответствии с уравнениями Сен-Венана любой гидравлический процесс в нижнем бьефе характеризуется неразрывностью изменения своего основного параметра $\Delta z_{н.б.}$ во времени, а также инерционностью реакции бьефа на изменение $Q_{н.б.}$. Это влечет за собой наличие «петлеобразного» характера изменения $\Delta z_{н.б.}$ от $Q_{н.б.}$ (см. рис. 2.7).

Рис. 2.9. Расчетная схема нижнего бьефа при неустойчивом режиме



Рассмотренные предпосылки применения уравнений Сен-Венана хорошо согласуются с гидравлическими процессами в каналах, узких водотоках и отвечают полупиковому режиму работы ГЭС в графике нагрузки (подробнее в гл. 8). Для расчета резкопиковых режимов работы ГЭС, а также краткосрочных режимов малых ГЭС с очень «чувствительным» по отношению к изменению $Q_{н.б.}$ бьефов используются модели импульсного типа.

Для водохранилищ характерно наличие двумерного движения воды, что также осложняет расчеты неустойчивого движения воды в верхнем бьефе. Сложность взаимосвязи $\Delta z_{н.б.}$ от $Q_{н.б.}$ и t при неустойчивом движении не позволяет графически представить характеристики нижнего бьефа в виде однозначной кривой связи $\Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.})$, рассмотренной выше.

Рассмотрим модель, базирующуюся на наиболее распространенной аппроксимации процессов неустойчивого движения в нижнем бьефе в виде «экспоненты со скачком».

Предположим, что до момента времени t_0 рассматриваемого периода времени $T = t_k - t_0$, на котором требуется найти $\Delta z_{н.б.}(t)$, имело место установившееся движение воды в нижнем бьефе ГЭС, т. е. $\Delta z_{н.б.}(Q_{н.б.}(t=0)) \equiv \Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.0})$ (рис. 2.9).

Пусть при изменении расхода в момент t_0 на $\Delta Q_{н.б.}$ отметка нижнего бьефа изменяется сначала скачком и соответствует $k(\Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.1}))$, где $k < 1$ — константа, а $Q_{н.б.1} = Q_{н.б.0} + \Delta Q_{н.б.}$. Дальнейшее изменение уровня во времени происходит по экспоненциальной зависимости вида

$$\frac{d\Delta z_{н.б.}^{(t)}}{dt} = \frac{1}{T} (\Delta z_{н.б.}^{\infty}(1-k) - \Delta z_{н.б.}^{(t)}), \quad (2.21)$$

где T — константа для данного створа; $\Delta z_{н.б.}^{(t)}$ — экспоненциальная составляющая уровня НБ.

В этом случае фактический уровень $\Delta z_{н.б.}(t)$ определится суммой $\Delta z_{н.б.}^{(t)}(t)$ и $k\Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.})$, т. е.

$$\Delta z_{н.б.}(t) = \Delta z_{н.б.}(t_0) + k\Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.}(t)) + \frac{1}{T} \int_{t_0}^t [(1-k)\Delta z_{н.б.}^{\infty} \times (Q_{н.б.}(t)) - \Delta z_{н.б.}^{(t)}(t)] dt. \quad (2.22)$$

При $Q_{н.б.} = \text{const}$ и $t \rightarrow \infty$ по (2.22) получаем $\Delta z_{н.б.}(t) \equiv \Delta z_{н.б.}^{\infty}(Q_{н.б.}(t))$. Новое изменение $Q_{н.б.}$ повлечет за собой наложение новой экспоненты со скачком на режим $\Delta z_{н.б.}(t)$ и т. д.

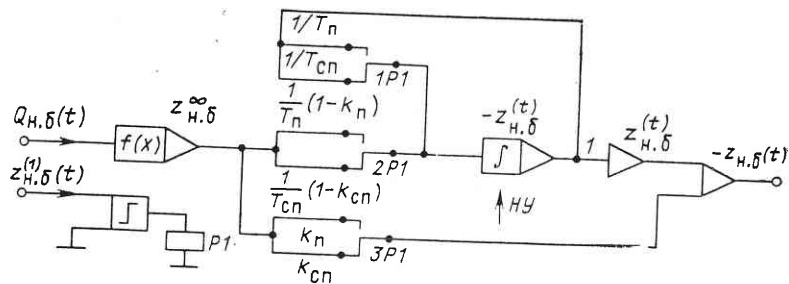


Рис. 2.10. Структурная схема расчета неустойчивого движения воды в нижнем бьефе методом экспоненты со скачком

На рис. 2.10 представлена структурная схема расчета неустойчивого движения воды в нижнем бьефе для заданного графика $Q_{н.б}(t)$, известных начальных условий по $\Delta z_{н.б}$, k_{cn} и T_{cn} для спада и k_n и T_n для подъема волны $\Delta z_{н.б}(t)$.

Рассмотренная модель показала хорошее приближение к фактическим режимам для расчета неустойчивого движения ряда русловых ГЭС как с полупиковым, так и пиковым режимом работы. Например, для расчетов суточных режимов на Саратовской и Киевской ГЭС среднеквадратичное отклонение $z_{н.б}^{факт}(t)$ от $z_{н.б}^{расч}(t)$ составило всего 5—7 см.

Входящие в (2.22) константы могут быть определены с помощью аналоговой ЭВМ при наличии фактических данных по прошедшим режимам $Q_{н.б}(t)$ и $\Delta z_{н.б}(t)$. На рис. 2.11 и 2.12 представлены структурные схемы расчета k и T методами по координатного и градиентного поиска.

Для метода по координатного поиска целевая функция соответствует выражению

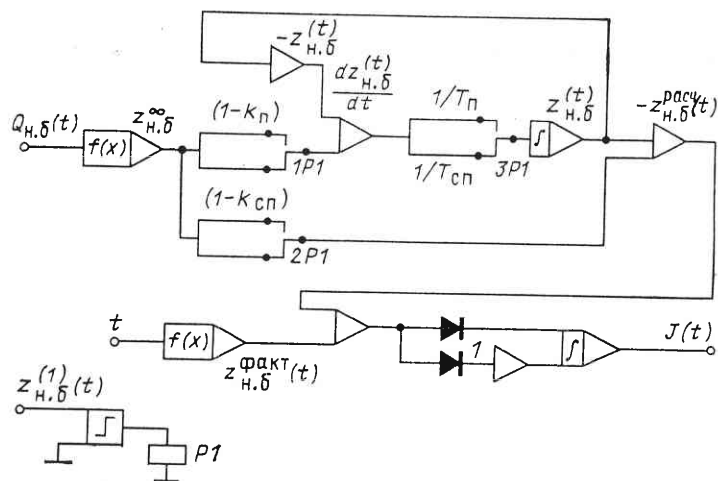


Рис. 2.11. Структурная схема расчета $k(t)$ и $T(t)$ методом по координатного поиска

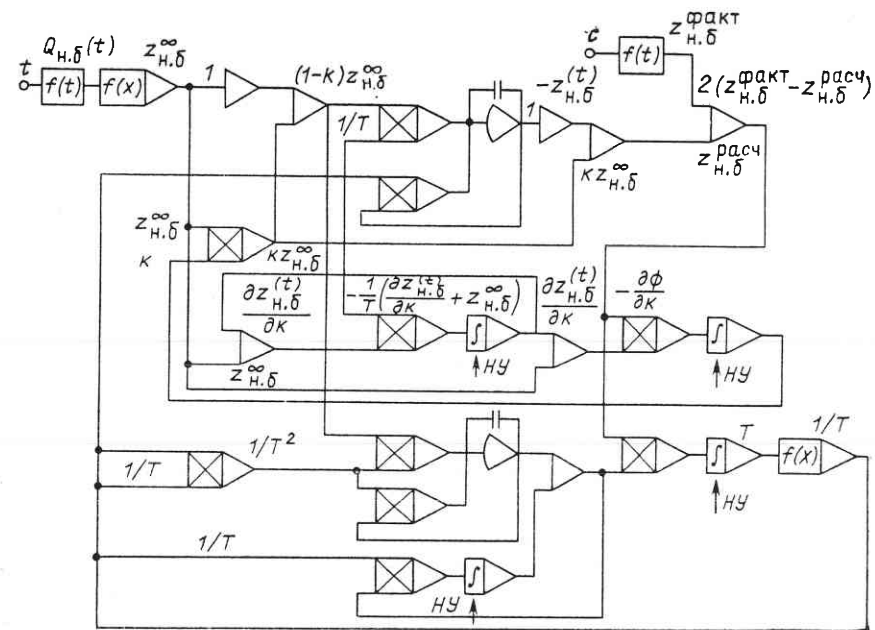


Рис. 2.12. Структурная схема расчета $k(t)$ и $T(t)$ градиентным методом

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_k} |z_{н.б}^{факт}(t) - z_{н.б}^{расч}(t)| dt \rightarrow \min. \quad (2.23)$$

Решение задачи осуществляется следующим образом. Задаются некоторыми начальными значениями k_0 и T_0 и определяют $\Phi_0 = \Phi(k_0, T_0)$. Затем последовательно изменяют каждый из параметров, сохраняя постоянным другой. Поиск считается законченным, если любое изменение k или T не ведет к уменьшению значения Φ_0 .

В целях уменьшения времени поиска оптимальных значений k и T можно воспользоваться полным факторным экспериментом, учитывая малое число рассчитываемых переменных.

Автоматический поиск оптимальных значений k и T можно осуществить на основе принципов теории самонастраивающихся систем и градиентных методов.

Целевую функцию представим в виде

$$\Phi(t) = (z_{н.б}^{факт}(t) - z_{н.б}^{расч}(t))^2 \delta^2(t) \rightarrow \min. \quad (2.24)$$

Для решения (2.24) будем искать k и T не в виде констант, а график их изменения во времени, т. е. $k(t)$ и $T(t)$. Минимум (2.24) в каждый момент времени достигается при соблюдении следующих соотношений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial k} = -\frac{1}{\mu_1} \frac{dk}{dt}; \quad \frac{\partial \Phi}{\partial T} = -\frac{1}{\mu_2} \frac{dT}{dt}, \quad (2.25)$$

где μ_1 и μ_2 — константы.

С учетом (2.21) и (2.22) раскроем (2.25):

$$\frac{\partial \Phi}{\partial k} = -2\delta \left(\Delta z_{н.б}^{\infty} + \frac{\partial \Delta z_{н.б}^t}{\partial k} \right); \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial T} = -2\delta \frac{\partial \Delta z_{н.б}^t}{\partial T}, \quad (2.27)$$

где

$$\frac{\partial \Delta z_{н.б}^t}{\partial k} = -\frac{1}{T} \int_{t_0}^t \left[\Delta z_{н.б}^{\infty}(t) + \frac{\partial \Delta z_{н.б}^t(t)}{\partial k} \right] dt; \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial \Delta z_{н.б}}{\partial t} = -\frac{1}{T} \int_{t_0}^t \frac{\partial \Delta z_{н.б}^t(t)}{\partial T} dt - \frac{1}{T^2} \int_{t_0}^t [\Delta z_{н.б}^t(t) + (1-k)(\Delta z_{н.б}^{\infty}(t))] dt. \quad (2.29)$$

Анализ результатов расчетов и фактических режимов ГЭС с учетом неустановившегося движения воды указывает на то, что процесс изменения $\Delta z_{н.б}(t)$ всегда запаздывает во времени по сравнению с изменениями $Q_{н.б}(t)$, причем запаздывание тем больше, чем больше T и меньше k . Вследствие этого максимальные расходы воды в нижнем бьефе почти всегда проходят при пониженных по сравнению с установившимся режимом отметках нижнего бьефа, т. е. при меньших потерях напора и мощности в нижнем бьефе. Однако в другие интервалы времени потери могут быть и больше, чем при установившемся режиме (см. рис. 2.7).

Аналогичное явление характерно и для неустановившегося движения воды в периоды половодья (см. рис. 2.8).

2.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЕРИВАЦИИ И ВОДОПРОВОДЯЩИХ СООРУЖЕНИЙ

Как было сказано выше, характеристики бьефов и потери мощности в них наиболее характерны для русловых низконапорных ГЭС и их каскадов, где эти потери составляют основную часть потерь энергии, подведенной к станции. Для деривационных и приплотинных схем увеличивается значение потерь в деривации и напорных водоводах.

Деривация может быть безнапорной и напорной. Безнапорная выполняется в виде каналов двух основных видов — несаморегулирующихся и саморегулирующихся (рис. 2.13 и 2.14).

Несаморегулирующиеся каналы сооружаются при больших уклонах дна и длинной деривации. Они характеризуются продольным уклоном бровки канала (рис. 2.13, а). Отметка уровня воды в напорном бассейне ($\nabla z_2 = z_{нап.б}$) рассчитывается из условий пропускания расхода $Q_{кан} = Q_{кан}^{макс}$ при $\nabla z_1 = \nabla НПУ$ при установившемся режиме работы. При снижении нагрузки ГЭС, т. е. при $Q_2 < Q_{кан}^{макс}$, необходимо уменьшить расход головного узла до Q_2 для поддержания в допустимых пределах уровня z_2 . В противном

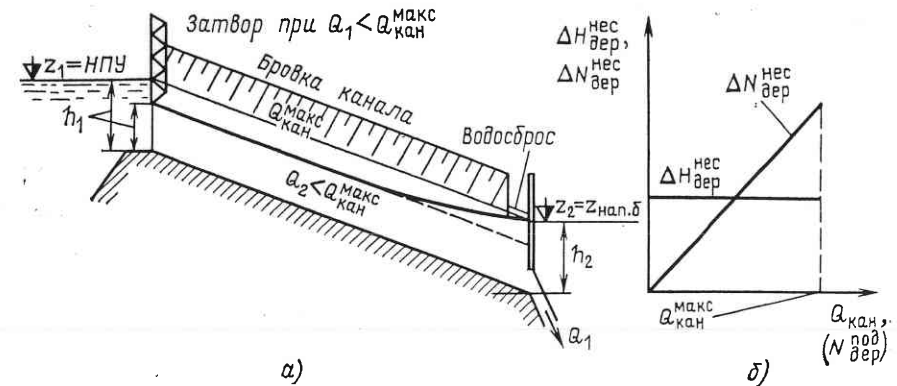


Рис. 2.13. Потери напора и мощности в несаморегулирующейся деривации

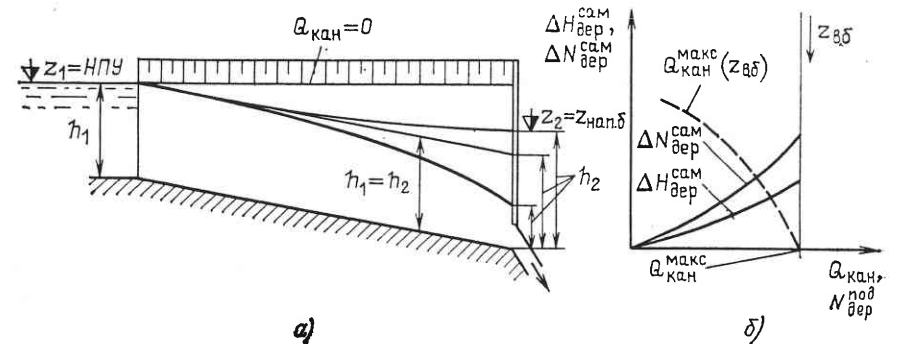


Рис. 2.14. Потери напора и мощности в саморегулирующейся деривации

случае произойдет повышение уровня воды в напорном бассейне сверх допустимого и как следствие этого холостые сбросы воды на ГЭС.

Из сказанного следует, что потери напора в несаморегулирующейся деривации $\Delta H_{дер}^{нес}$, определяемые разностью уровней ∇z_1 и ∇z_2 , большую часть времени постоянны и не зависят от нагрузки ГЭС, т. е.

$$\Delta H_{дер}^{нес} = h_{дер} = \nabla z_1 - \nabla z_2 \approx \text{const}. \quad (2.30)$$

Потери мощности в такой деривации $\Delta N_{дер}^{нес}$ линейно зависят от расхода (рис. 2.13, б)

$$\Delta N_{дер}^{нес} = 9,81 \Delta H_{дер}^{нес} Q_{кан}, \quad (2.31)$$

где $Q_{кан}$, как правило, равняется расходу ГЭС в целом.

Для того чтобы избежать холостых сбросов воды на ГЭС и обеспечить более гибкое регулирование нагрузки, стремятся перейти к так называемой саморегулирующейся деривации, для ко-

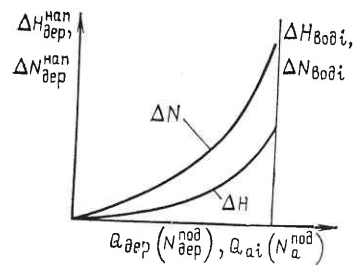


Рис. 2.15. Характеристики потерь напора и мощности в напорной деривации и напорных водоводах

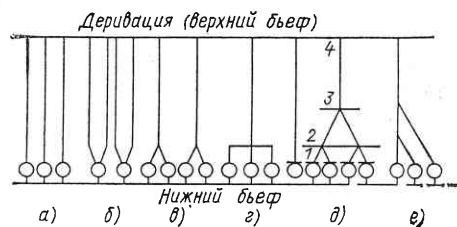


Рис. 2.16. Схемы водоподводящих сооружений ГЭС

торой характерны малые уклоны дна и небольшая длина канала при условии горизонтальности его бровок (рис. 2.14, а). Даже при $Q_{\text{кан}}=0$ отметка напорного бассейна здесь не превышает своего максимального значения, так как в данном случае $\nabla z_1 = \nabla z_2 = \nabla z_1^{\text{макс}}$. Для всех других расходов, т. е. при $Q_{\text{кан}} > 0$, имеют место потери напора $\Delta H_{\text{дер}}^{\text{сам}}$, являющиеся степенной функцией $Q_{\text{кан}}$ (рис. 2.14, б) вида

$$\Delta H_{\text{дер}}^{\text{сам}} = k_{\text{дер}}^{\text{сам}} Q_{\text{кан}}^{m_{\text{дер}1}}, \quad (2.32)$$

где $k_{\text{дер}}^{\text{сам}} < 1$ и $m_{\text{дер}1} \geq 2$ — константы.

Саморегулирующаяся деривация характеризуется так называемыми максимальными, или критическими, расходами $Q_{\text{кан}}^{\text{макс}}$ для каждого заданного значения $\nabla z_1 = \text{const}$ для установившегося режима работы. Зависимость $Q_{\text{кан}}^{\text{макс}}$ от $\nabla z_1 = z_{\text{в.б}}$ показана на рис. 2.14, б пунктиром.

Потери мощности в саморегулирующейся деривации $\Delta N_{\text{дер}}^{\text{сам}}$ являются степенной функцией расхода $Q_{\text{кан}}$

$$\Delta N_{\text{дер}}^{\text{сам}} = 9,81 Q_{\text{кан}} \Delta H_{\text{дер}}^{\text{сам}} = 9,81 k_{\text{дер}}^{\text{сам}} Q_{\text{кан}}^{m_{\text{дер}1}+1}. \quad (2.33)$$

Для ГЭС с напорной деривацией общая сумма потерь напора может быть представлена в виде следующей известной зависимости (рис. 2.15):

$$\Delta H_{\text{дер}}^{\text{нап}} = k_{\text{дер}}^{\text{нап}} Q_{\text{дер}}^{m_{\text{дер}2}}, \quad (2.34)$$

где $k_{\text{дер}}^{\text{нап}} < 1$ и $m_{\text{дер}2} \geq 2$ — константы.

Соответственно потери мощности здесь будут равны

$$\Delta N_{\text{дер}}^{\text{нап}} = 9,81 Q_{\text{дер}} \Delta H_{\text{дер}}^{\text{нап}} = 9,81 k_{\text{дер}}^{\text{нап}} Q_{\text{дер}}^{m_{\text{дер}2}+1}. \quad (2.35)$$

Подводящая деривация, как правило, выполняется одноканальной. Это означает, что $Q_{\text{дер}}$ или $Q_{\text{кан}}$ полностью и однозначно оп-

ределяется режимом пусков всей ГЭС (т. е. $Q_{\text{гэс}}$ или $Q_{\text{н.б}}$) и не зависит от распределения нагрузки между агрегатами.

Значительно сложнее определить потери напора и мощности в напорных водоводах, так как в установившемся режиме они зависят от гидравлической схемы ГЭС, характеристик каждого ее линейного участка, вдоль которого расход постоянен, а также от распределения расхода (нагрузки) между агрегатами.

Схема подвода воды к агрегатам может быть симметричной или блочной (рис. 2.16, а, б), и несимметричной или неблочной (рис. 2.16, в—е). Для блочной схемы потери напора и мощности в каждом i -м водоводе определяются режимом агрегата, который питается этим водоводом, т. е. Q_{ai} , и могут быть представлены в виде

$$\Delta H_{\text{вод}i} = k_{\text{вод}i} Q_{ai}^{m_i}; \quad (2.36)$$

$$\Delta N_{\text{вод}i} = 9,81 \Delta H_{\text{вод}i} Q_{ai} = 9,81 k_{\text{вод}i} Q_{ai}^{m_i+1}, \quad (2.37)$$

где $k_{\text{вод}i} < 1$; $m_i \geq 2$ — константы. Так, для Братской ГЭС $\Delta H_{\text{вод}} = 2 \cdot 10^{-5} Q_a^2$, для Ингурской ГЭС $\Delta H_{\text{вод}} = 6,41 \cdot 10^{-4} Q_a^2$, а $\Delta H_{\text{дер}}^{\text{нап}} = (1,75 \div 2,92) Q_{\text{гэс}}^2$.

Для неблочной схемы подвода воды к агрегатам каждый из j -х линейных участков схем рис. 2.16, в—е имеет зависимости $\Delta H_{\text{вод}j}(Q_{\text{вод}j})$ и $\Delta N_{\text{вод}j}(Q_{\text{вод}j})$, аналогичные представленным на рис. 2.15. Например, для схемы на рис. 2.16, е и 2.18, в на участках dc , cb , $c3$, $b2$ и $b1$ аргументами являются расходы $Q_{\text{гэс}} = Q_{\text{дер}}$, сумма Q_1 и Q_2 ; Q_{a3} , Q_{a2} и Q_{a1} соответственно.

Поскольку потери напора и мощности в напорных водоводах существенно зависят от числа и состава включенных агрегатов и способа распределения нагрузки (расхода) между ними, расчет их может быть произведен только при решении задачи оптимизации внутростанционного режима ГЭС в целом.

Основные закономерности энергетических характеристик напорных водоводов ГЭС при заданном числе и составе включенных агрегатов при известной гидравлической схеме подвода воды к агрегатам станций. В этом случае взаимосвязь потерь напора и мощности в водоводах с расходом может быть найдена в виде однозначной зависимости $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ и $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ и представлена графически. При этом каждому значению $Q_{\text{гэс}}$ должно быть поставлено в соответствие минимальное значение $\Delta H_{\text{вод}}$ и $\Delta N_{\text{вод}}$ для обеспечения максимального КПД этого этапа преобразования энергии на ГЭС.

Рассмотрим решение следующей оптимизационной задачи для блочной схемы ГЭС. Для заданных характеристик потерь мощности на линейных участках гидравлической схемы ГЭС при известном числе и составе включенных агрегатов требуется распреде-

лить заданный расход $Q_{гэс}$

$$Q_{гэс} - \sum_{i=1}^z Q_{ai} = 0 \quad (2.38)$$

так, чтобы обеспечить минимум потерь мощности в водоводах, т. е.

$$\Delta N_{вод} = \Delta N_{вод}(Q_{гэс}) = \sum_{i=1}^z \Delta N_{води}(Q_{ai}) \rightarrow \min. \quad (2.39)$$

С точки зрения математического программирования эта задача относится к задачам Лагранжа на условный экстремум и может быть решена методами дифференциального исчисления.

Для этого составим функцию Лагранжа Φ вида

$$\Phi = \Delta N_{вод} + \lambda \left(Q_{гэс} - \sum_{i=1}^z Q_{ai} \right) \rightarrow \min. \quad (2.40)$$

В (2.40) имеется $z+1$ переменная. Для поиска их значений воспользуемся необходимыми условиями экстремума (2.40)

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_{ai}} = \frac{\partial \Delta N_{води}}{\partial Q_{ai}} - \lambda = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z. \quad (2.41)$$

Неопределенный нетривиальный множитель λ определится на основе реализации балансового условия (2.38).

Раскрывая (2.41) с учетом (2.38), получаем необходимые условия экстремума (2.40) в виде

$$\left. \begin{aligned} k_{вод1} Q_{a1}^{m_1} &= k_{вод2} Q_{a2}^{m_2} = \dots = k_{водz} Q_{az}^{m_z} \\ \text{или} \\ \Delta N_{вод1}(Q_{a1}) &= \Delta N_{вод2}(Q_{a2}) = \dots = \Delta N_{водz}(Q_{az}) = \\ &= \Delta N_{вод}(Q_{гэс}) = \lambda(Q_{гэс}), \end{aligned} \right\} \quad (2.42)$$

где $\Delta N_{вод}(Q_{гэс})$ — суммарная характеристика потерь напора в водоводах, построенная на основе этих потерь в каждом блочном водоводе.

Для заданных значений $H_{гэс}$ или $H_{а.б.л}$ (плотинная ГЭС) выполнение (2.42) практически означает необходимость равенства напоров агрегатов ГЭС при оптимальном распределении расходов между ними. Порядок построения $H_{вод}(Q_{гэс})$ для трех разных водоводов показан на рис. 2.17, а; для одинаковых водоводов — на рис. 2.17, б. На основе условия (2.41) при заданных характеристиках $\Delta N_{води}(Q_{ai})$ несложно рассчитать и общую характеристику потерь мощности в водоводах $\Delta N_{вод}(Q_{гэс})$ (рис. 2.17).

Достаточность условий получения экстремума-минимума определяется выпуклостью зависимости $\Delta N_{води}(Q_i)$; вторая производная Φ по Q_a больше нуля при $m_{води} \geq 2$.

При наличии характеристик $\Delta N_{води}(Q_{води})$, $\Delta N_{вод1}(Q_{вод1})$, $\Delta N_{вод}(Q_{гэс})$ и $\Delta N_{вод}(Q_{гэс})$ расчет режима каждого водовода

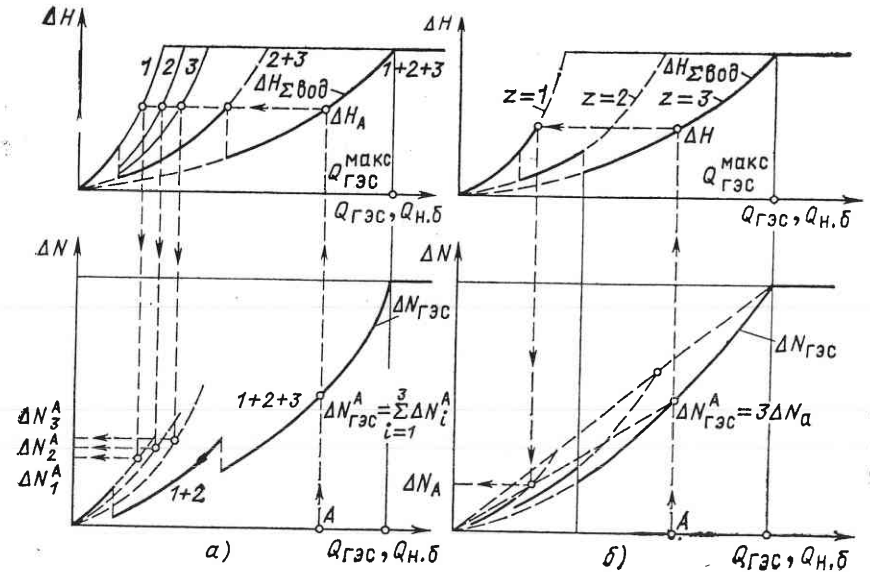


Рис. 2.17. Потери напора и мощности в блочных водоводах для трех работающих агрегатов ГЭС:

а — разных; б — одинаковых

идет от заданного $Q_{гэс} = A$ в последовательности, показанной на рис. 2.17 пунктиром.

Если для каждого агрегата задан допустимый диапазон его нагрузки по расходу в виде неравенства

$$Q_{ai}^{мин} \leq Q_{ai} \leq Q_{ai}^{макс}, \quad i = 1, 2, \dots, z, \quad (2.43)$$

то это можно учесть в расчетах введением в (2.38) [штрафных функций Π

$$\begin{aligned} \Pi &= \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^z \mu_i (Q_{ai}^{мин} - Q_{ai})^2 \text{sign}(Q_{ai}^{мин} - Q_{ai}) + \right. \\ &\quad \left. + \sum_{i=1}^z \nu_i (Q_{ai} - Q_{ai}^{макс})^2 \text{sign}(Q_{ai} - Q_{ai}^{макс}) \right], \end{aligned} \quad (2.44)$$

где $\text{sign } x$ — функция-сигнатура аргумента x вида

$$\text{sign } x = \begin{cases} 0 & \text{при } x \leq 0; \\ 1 & \text{при } x > 0. \end{cases}$$

С учетом (2.43) необходимые условия оптимального распределения расхода между z включенными блочными водоводами примут следующий вид:

$$\Delta N_{вод1}^*(Q_{a1}) = \Delta N_{вод2}^*(Q_{a2}) = \dots = \Delta N_{водz}^*(Q_{az}) = \Delta N_{вод}^*(Q_{гэс}), \quad (2.45)$$

где

$$\Delta H_{\text{вод}}^*(Q_a) = \Delta H_{\text{вод}}(Q_a) - \mu (Q_a^{\text{мин}} - Q_a) \text{sign}(Q_a^{\text{мин}} - Q_a) + \gamma (Q_a - Q_a^{\text{макс}}) \text{sign}(Q_a - Q_a^{\text{макс}}) \quad (2.46)$$

μ и γ — константы. При $\mu \rightarrow \infty$ и $\gamma \rightarrow \infty$ реализация (2.46) означает представление характеристик напора в водоводах в виде

$$\Delta H_{\text{вод}} = \begin{cases} -\infty & \text{при } Q_a \leq Q_a^{\text{мин}}; \\ \Delta H_{\text{вод}}(Q_a) & \text{при } Q_a^{\text{мин}} < Q_a < Q_a^{\text{макс}}; \\ +\infty & \text{при } Q_a \geq Q_a^{\text{макс}}. \end{cases} \quad (2.47)$$

Для подобной формы представления характеристик потерь напора в водоводах можно пользоваться условием (2.41) и для решения задачи с ограничениями (2.43).

Оптимальное распределение расхода $Q_{\text{гэс}}$ между агрегатами при неблочной схеме подвода воды к ним можно также получить на основе условия равенства потерь напора на каждом агрегате и последовательным эквивалентированием гидравлических характеристик линейных участков, начиная от агрегатов.

Поясним сказанное на примере сложной гидравлической схемы, представленной на рис. 2.18, в. Для всех линейных участков

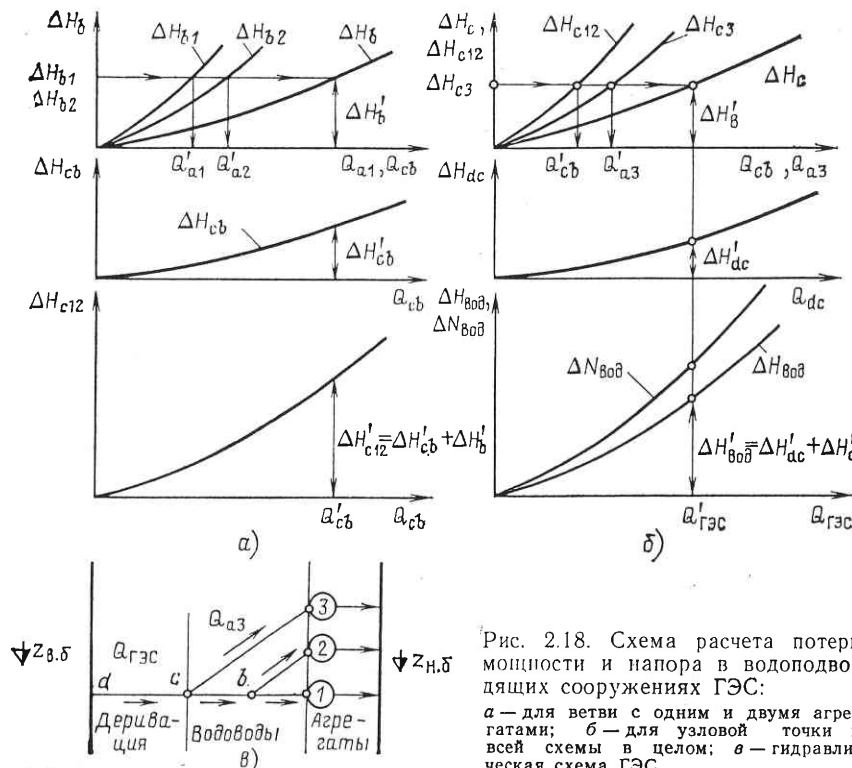


Рис. 2.18. Схема расчета потерь мощности и напора в водоподводящих сооружениях ГЭС:
а — для ветви с одним и двумя агрегатами; б — для узловой точки и всей схемы в целом; в — гидравлическая схема ГЭС

считаются заданными характеристики потерь напора, т. е. $\Delta H_{\text{дер}}(Q_{\text{гэс}}) = \Delta H_{dc}(Q_{dc})$; $\Delta H_{cb}(Q_{cb}) = \Delta H_{cb}(Q_{a1} + Q_{a2})$; $\Delta H_{\text{вод}3} = \Delta H_{c3}(Q_{a3})$; $\Delta H_{\text{вод}2} = \Delta H_{b2}(Q_{a2})$; $\Delta H_{\text{вод}1} = \Delta H_{b1}(Q_{a1})$.

Расчет стационарной характеристики потерь напора в водопроводящих сооружениях ГЭС, т. е. $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$, начинается от агрегатов (1, 2, 3 на рис. 2.18, в).

Сначала строится эквивалентная характеристика потерь напора на участке первого разветвления, т. е. от точки б до 2 и 1. Условие оптимального распределения расхода Q_{cb} между 1-м и 2-м агрегатами (рис. 2.18, а) определится условием

$$\Delta H_{b1}(Q_{a1}) = \Delta H_{b2}(Q_{a2}) = \Delta H_b(Q_{a1} + Q_{a2}). \quad (2.48)$$

Затем для участка от второго разветвления (точка с) строится эквивалентная характеристика потерь от точки с до 1-го и 2-го агрегатов по условию равенства расхода на участках cb и ниже точки б (рис. 2.18, а)

$$\Delta H_{c12}(Q_{cb}) = \Delta H_b(Q_{cb}) + \Delta H_{cb}(Q_{cb}). \quad (2.49)$$

Для точки разветвления с строится суммарная характеристика потерь $\Delta H_c(Q_{dc} = Q_{\text{гэс}})$ (рис. 2.18) по условию

$$\Delta H_{c12}(Q_{cb}) = \Delta H_{c3}(Q_{a3}) = \Delta H_c(Q_{dc}). \quad (2.50)$$

Наконец, на основе баланса расходов в водопроводящих сооружениях строится суммарная характеристика потерь напора $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ и мощности $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ (рис. 2.18, б)

$$\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}}) = \Delta H_c(Q_{\text{гэс}}) + \Delta H_{dc}(Q_{\text{гэс}}) \quad (2.51)$$

и

$$\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}}) = 9,81 Q_{\text{гэс}} \Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}}). \quad (2.52)$$

Расчет параметров режима каждого агрегата в отдельности при заданном напоре ГЭС или агрегатного блока, т. е. $H_{\text{гэс}} = H_{a, \text{бл}} = (z_{a, \text{бл}} - z_{n, \text{б}})$ и $Q_{\text{гэс}}$, производится в последовательности, обратной последовательности получения $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$.

В частности, для $Q_{\text{гэс}}$ показатели режима агрегатов схемы рис. 2.18, в будут равны

$$H_{a1} = H_{a2} = H_{a, \text{бл}} - \Delta H'_{dc} - \Delta H'_{cb} - \Delta H'_{b1}; \quad (2.53)$$

$$N_{a1}^{\text{под}} = 9,81 Q_{a1} H_{a1}; \quad (2.54)$$

$$N_{a2}^{\text{под}} = 9,81 Q_{a2} H_{a2} \text{ при } Q_{a1} \neq Q_{a2}; \quad (2.55)$$

$$H_{a3} = (H_{a, \text{бл}} - \Delta H'_{dc} - \Delta H'_{c3}) \neq H_{a1}; \quad (2.56)$$

$$N_{a3}^{\text{под}} = 9,81 H_{a3} Q_{a3}. \quad (2.57)$$

При заданном числе и составе включенных агрегатов характеристика $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$ является выпуклой, так же как и характеристика потерь мощности $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{гэс}})$.

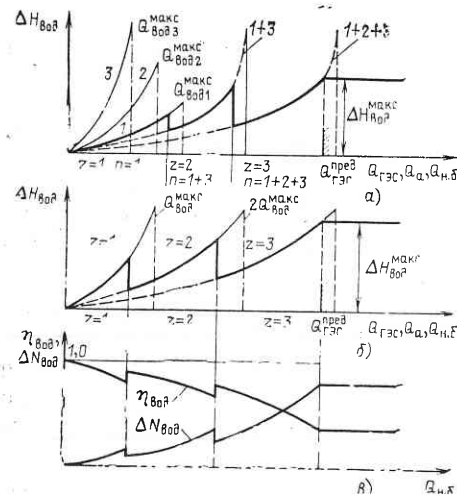


Рис. 2.19. Энергетические характеристики водоводов ГЭС для заданных зон их работы:
а — потери напора в водоводах при разных агрегатах; б — то же при одинаковых агрегатах; в — КПД и потери мощности в водоводах для случая на рис. б

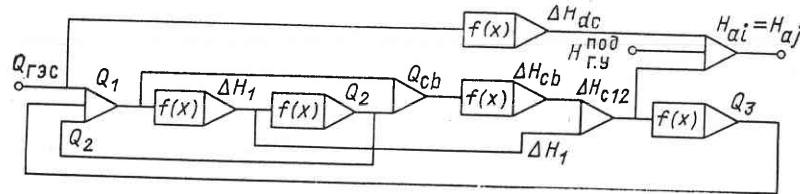


Рис. 2.20. Структурная схема расчета напора агрегатов для ГЭС, представленной на рис. 2.18, б

Значительно сложнее вид характеристик $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$ и $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$ при заданном диапазоне работы каждого числа и состава агрегатов, определяемых на основе решения общей задачи оптимизации внутростанционных режимов ГЭС в целом.

В качестве примера рассмотрим характеристики потерь напора $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$ для ГЭС с тремя одинаковыми (рис. 2.19, б) и разными (рис. 2.19, а) агрегатами. Эти характеристики имеют пилообразный вид в результате скачкообразного уменьшения потерь напора в водоводах при включении-отключении каждого следующего агрегата. Аналогичный характер будут иметь характеристики $\Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$ и $\eta_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$.

Условия оптимального распределения расхода между включенными агрегатами наглядно представляются в виде структурной схемы их реализации на аналоговой ЭВМ. В качестве примера на рис. 2.20 дана структурная схема расчета оптимального напора агрегатов дериационной ГЭС, представленной на рис. 2.18, в, при известных характеристиках линейных участков $Q_{\text{ГЭС}}$ и $H_{\text{ГЭС}} = z_{\text{в.б}} - z_{\text{н.б}}$. Полученные значения напоров агрегатов можно использовать для определения энергетических характеристик агрегатов и решения задачи внутростанционной оптимизации в целом. Для цифровой ЭВМ решение поставленной задачи возможно только итерационными методами. В качестве переменных лучше всего использовать расходы агрегатов.

КПД дериации $\eta_{\text{дер}}$, напорных водоводов $\eta_{\text{вод}}$ и водопроводящих сооружений в целом $\eta_{\Sigma \text{вод}}$ определяются из следующих соотношений:

$$\eta_{\text{дер}} = \frac{N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}}{N_{\text{дер}}^{\text{под}}} = \frac{N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}}{N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta N_{\text{дер}}}{N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta H_{\text{дер}}}{H_{\text{ГЭС}}} = \frac{H_{\text{а.б.л}}}{H_{\text{ГЭС}}}; \quad (2.58)$$

$$\eta_{\text{вод}} = \frac{N_{\text{а}}^{\text{под}}}{N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta N_{\text{вод}}}{N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta H_{\text{вод}}}{H_{\text{а.б.л}}} = \frac{H_{\text{а}}}{H_{\text{а.б.л}}}; \quad (2.59)$$

$$\eta_{\Sigma \text{вод}} = \frac{N_{\text{а}}^{\text{под}}}{N_{\text{дер}}^{\text{под}}} = \frac{N_{\text{а}}^{\text{под}}}{N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = \frac{N_{\text{а}}^{\text{под}} N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}}{N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}} N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = \eta_{\text{дер}} \eta_{\text{вод}} =$$

$$= 1 - \frac{\Delta N_{\text{дер}} + \Delta N_{\text{вод}}}{N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = \left(1 - \frac{\Delta H_{\text{дер}}}{H_{\text{ГЭС}}}\right) \left(1 - \frac{\Delta H_{\text{вод}}}{H_{\text{а.б.л}}}\right) = \frac{H_{\text{а}}}{H_{\text{ГЭС}}}, \quad (2.60)$$

где

$$H_{\text{ГЭС}} = H_{\text{Г.у}} - h_{\text{сраб}} - h_{\text{сус}} - \Delta z_{\text{н.б}}; \quad (2.61)$$

$$H_{\text{а.б.л}} = H_{\text{ГЭС}} - h_{\text{дер}}. \quad (2.62)$$

Рабочие характеристики водопроводящих сооружений строятся для следующих условий:

$$\eta_{\text{дер}}(Q_{\text{ГЭС}}) \text{ при } H_{\text{ГЭС}} = \text{const};$$

$$\eta_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}}) \text{ при } H_{\text{а.б.л}} = \text{const} \text{ и } \eta_{\Sigma \text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}}) \text{ при } H_{\text{ГЭС}} = \text{const}.$$

Коэффициент полезного действия водопроводящих сооружений равен 1 при $Q_{\text{ГЭС}} = 0$ и далее с ростом $Q_{\text{ГЭС}}$ непрерывно снижается [см. (2.58) — (2.60)].

При заданном диапазоне работы агрегатов рабочие характеристики водопроводящих сооружений имеют разрывы в точках включения-отключения каждого последующего агрегата и представляют собой кусочно-выпуклые функции (рис. 2.19, в).

Полученные энергетические характеристики бьефов и водопроводящих сооружений ГЭС позволяют рассчитать и представить графически соответствующие суммарные потери напора и мощности в виде функции одной переменной $Q_{\text{н.б}}$ для заданного значения $h_{\text{сраб}}$. Для этого следует просуммировать все потери напора и мощности при $Q_{\text{н.б.и}} = \text{const}$. Далее, вычитая последовательно указанные потери из $N_{\text{Г.у}}^{\text{под}} = 9,81 Q_{\text{н.б.и}} H_{\text{Г.у}}^{\text{под}}$, можно получить зависимости подведенных мощностей к элементам ГЭС от $Q_{\text{н.б}}$ при $h_{\text{сраб}} = \text{const}$ (рис. 2.21).

Следует отметить некоторые особенности полученных при этом характеристик.

Характеристики $N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б}})$, $N_{\text{а.б.л}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б}})$ — вогнутые, $N_{\text{а}}^{\text{под}}(Q_{\text{н.б}})$ — кусочно-вогнутая. Последовательный учет потерь в нижнем бьефе, дериации и водоводах уменьшает предельную

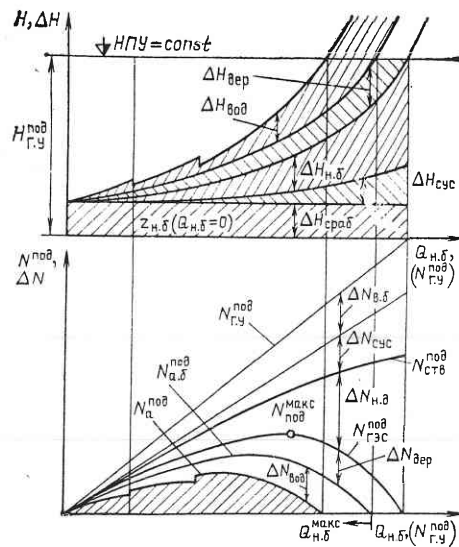


Рис. 2.21. Расчет и построение энергетических характеристик ГЭС

пропускную способность створа ГЭС. В особенности это важно для низконапорных ГЭС, где потери в нижнем бьефе играют особую роль. Для средне- и высоконапорных ГЭС, где влияние нижнего бьефа меньше, практически может не существовать технического предела пропускной способности створа. Пропускная способность может ограничиваться соображениями экономики и охраны окружающей среды.

Дифференциальные характеристики этапов или отдельных элементов технологического процесса преобразования энергии на ГЭС. Эти характеристики являются необходимыми для оптимизационных расчетов, связанных с поиском эффективных способов использования гидроэнергии в народном хозяйстве. Они представляют собой зависимости производной потерь мощности в данном элементе от расхода на ГЭС.

Для заданного $H_{\text{стб}}^{\text{под}}$ и рассмотренных выше аналитических выражений для энергетических характеристик элементов технологического процесса ГЭС можно записать следующие выражения:

$$\frac{d\Delta N_{\text{в.б}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{d\Delta N_{\text{сраб}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{\Delta H_{\text{сраб}}}{102} = q_{\text{сраб}} = \text{const}, \quad (2.63)$$

т. е. дифференциальный показатель верхнего бьефа по расходу постоянен при $\Delta H_{\text{сраб}} = \text{const}$.

Дифференциальный показатель СУС определится выражением

$$\frac{d\Delta N_{\text{СУС}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{1}{102} \left(\Delta H_{\text{СУС}} + Q_{\text{ГЭС}} \frac{d\Delta H_{\text{СУС}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} \right) = \frac{\xi_{\text{СУС}}}{102} = q_{\text{СУС}}(Q_{\text{ГЭС}}). \quad (2.64)$$

Дифференциальная характеристика СУС по своей форме близка к степенной зависимости. При $Q_{\text{ГЭС}} = 0$ значение $q_{\text{ГЭС}}$ также равно нулю (рис. 2.3)

$$\frac{d\Delta N_{\text{н.б}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{1}{102} \left(\Delta z_{\text{н.б}} + Q_{\text{ГЭС}} \frac{d\Delta z_{\text{н.б}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} \right) = \frac{\xi_{\text{н.б}}}{102} = q_{\text{н.б}}(Q_{\text{ГЭС}}). \quad (2.65)$$

Дифференциальная характеристика нижнего бьефа в общем виде близка к степенной с показателем степени меньше единицы.

Дополнительные потери мощности в нижнем бьефе вызываются учетом зимних условий $q_{\text{н.б}}^{\text{зим}}(Q_{\text{ГЭС}})$ и подпора $q_{\text{н.б}}^{\text{подп}}(Q_{\text{ГЭС}})$. Если зависимость $q_{\text{н.б}}^{\text{зим}}(Q_{\text{ГЭС}})$ по виду близка к зависимости $q_{\text{н.б}}(Q_{\text{ГЭС}})$, то $q_{\text{н.б}}^{\text{подп}}(Q_{\text{ГЭС}})$ представляет собой монотонно убывающую зависимость с нулевым значением при $Q_{\text{н.б}}^*$ (см. рис. 2.3).

Дифференциальные характеристики деривации существенно зависят от ее вида и определяются соотношением

$$\frac{d\Delta N_{\text{дер}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{1}{102} \left(\Delta H_{\text{дер}} + Q_{\text{ГЭС}} \frac{d\Delta H_{\text{дер}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} \right) = \frac{\xi_{\text{дер}}}{102} = q_{\text{дер}}(Q_{\text{ГЭС}}). \quad (2.66)$$

Для напорной и саморегулирующейся деривации дифференциальные характеристики — монотонно возрастающие функции; для несаморегулирующейся деривации ее дифференциальный показатель постоянен и пропорционален $\Delta H_{\text{дер}}^{\text{нес}}$ (рис. 2.3).

Дифференциальные характеристики при заданном числе включенных водоводов — монотонно возрастающие функции по $Q_{\text{ГЭС}}$, что следует из выражения

$$\frac{d\Delta N_{\text{вод}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} = \frac{1}{102} \left(\Delta H_{\text{вод}} + Q_{\text{ГЭС}} \frac{d\Delta H_{\text{вод}}}{dQ_{\text{ГЭС}}} \right) = \frac{\xi_{\text{вод}}}{102} = q_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}}). \quad (2.67)$$

При $Q_{\text{ГЭС}} = 0$ равны нулю и $q_{\text{вод}}(Q_{\text{ГЭС}})$ (см. рис. 2.3).

Наличие перечисленных энергетических характеристик водопроводящих сооружений и бьефов ГЭС в функции от общего параметра $Q_{\text{ГЭС}}$, практически постоянного на всех этапах преобразования энергии на станции, позволяет оценить степень влияния каждого элемента на общий энергобаланс гидроустановки и рассчитать энергетические характеристики гидроэнергетических установок любого вида.

Глава 3

НАПОРНЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОУЗЛА

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Анализ особенностей отдельных этапов процесса преобразования энергии на ГЭС, проведенный в гл. 1 и 2, показывает, что удельная энергоемкость потока, подведенного в данный момент времени к агрегатам, или напор, определяется прежде всего уровнем воды в водохранилище, который не зависит от режима ГЭС в данный момент, и режимом пусков воды в нижний бьеф, т. е. $Q_{\text{н.б}}(t)$. В свою очередь, расход однозначно определяет все режимные и технологические потери на ГЭС (в нижнем бьефе, СУС, деривации и водоводах). Для сомкнутых каскадов на уровень ниж-

него бьефа дополнительно влияет режим нижней по течению реки ГЭС. Коэффициент полезного действия водопроводящих сооружений определяется отношением потерь напора к подведенным к ним напорам при заданном $Q_{гэс}$. В связи с этим необходимо знать характер изменения напоров ГЭС от ее режима, т. е. $Q_{гэс}$ или $Q_{н.б.}$.

Рассмотрим напорные характеристики гидроэлектростанции. Под напорными характеристиками этапов преобразования энергии на ГЭС будем понимать зависимость напора каждого этапа от расхода воды в нижний бьеф ГЭС $Q_{н.б.}$. Соответственно напорные характеристики агрегатов — зависимость напора на каждом i -м агрегате H_{ai} от $Q_{н.б.}$. Напорные характеристики агрегатного блока — зависимость напора на агрегатном блоке $H_{a.б.}$ от $Q_{н.б.}$. Наконец, напорные характеристики ГЭС — это зависимость напора гидроэлектростанции, т. е. $H_{гэс}$ для плотинной или $H_{г.у}$ для деривационной ГЭС от $Q_{н.б.}$.

Напорные характеристики обычно строятся при условии заданного подведенного напора к данному этапу технологического процесса ГЭС, например $z_{в.б.} = \text{const}$ или $z_{нап.б.} = \text{const}$. Вопрос о целесообразности использования тех или иных характеристик должен решаться для каждого конкретного случая. В общем случае следует отметить, что более удобны напорные характеристики, которые «привязаны» к измеряемым параметрам режима ГЭС, т. е. $z_{в.б.}$, $z_{нап.б.}$. При этом, естественно, напор агрегата, который непосредственно используется для преобразования энергии на ГЭС, может существенно отличаться от $H_{гэс}$ или $H_{a.б.}$.

Особенностью технологического процесса ГЭС является то, что при увеличении ее нагрузки для установившегося режима работы для $z_{н.б.} = \text{const}$ происходит увеличение потерь напора и соответственно снижение напора на ГЭС и агрегатах, т. е. уменьшение энергоемкости, или «калорийности», воды, проходящей через турбины ГЭС. То же самое наблюдается и при сработке водохранилища. Как следствие существенное значение при определении оптимальных режимов ГЭС приобретает учет влияющих на напор факторов ($Q_{гэс}$, $Q_{х.сбр.}$, $z_{в.б.}$ и т. д.) и режима работы агрегатов.

Напор на агрегатах и ГЭС будет в значительной мере определяться эффективностью режима использования ее основного оборудования, так как заданную нагрузку ГЭС $N_{гэс}$ можно обеспечить разными способами при разных значениях потерь подведенной мощности (расхода). Наиболее эффективен режим с минимумом потерь напора или мощности. Любое изменение этого режима влечет за собой рост указанных потерь, т. е. снижение КПД ГЭС.

Для назначения водноэнергетического режима ГЭС в заданный период времени необходимо знать весь возможный диапазон изменения напоров с учетом разного рода ограничений. Изменение напора H_a особенно сильно влияет на эффективность внутристанционного режима деривационных ГЭС со сложной схемой подвода воды к агрегатам.

Наличие напорных характеристик позволяет более корректно назначать внутростанционный режим агрегатов и ГЭС в энергосистеме. Это определяется возможностью учета при малых напорах связанной по напору мощности ГЭС, а также ограниченной пропускной способностью агрегатов при каждом значении напора и заданной $N_{гэс}^{уст}$.

При учете неустановившегося движения вода в бьефах ГЭС однозначность зависимости напора от $Q_{н.б.}$ теряется и их представление в графическом виде не всегда рационально. В этом случае для расчета H_a или $H_{гэс}$ требуется использование соответствующих математических моделей, которые, так же как и для установившегося режима, решают задачу оптимизации внутростанционных режимов ГЭС в целом. Полученные значения H_a или $H_{гэс}$ будут совместно с $Q_{н.б.}$ или $Q_{гэс}$ определять собой напорную характеристику ГЭС. От правильности оценки того, как будет изменяться напор H_a или $H_{гэс}$ в зависимости от режима оборудования, во многом зависит и эффективность работы ГЭС в целом.

Напорные характеристики других типов ГЭУ имеют некоторые особенности. Например, для насосной станции любое увеличение подачи влечет за собой рост напора H_n , который должен развивать насос. Для ГАЭС несомещенного вида, где $z_{в.б.} = z_{в.б.}(V_{в.б.})$ и $z_{н.б.} = z_{н.б.}(V_{н.б.})$, напор $H_{гаэс}$ будет определяться не столько $Q_{гаэс}$, сколько $W_{гаэс}$. Аналогичные особенности имеет и ПЭС.

Иногда напорные характеристики НС и ГАЭС могут быть представлены в виде зоны изменения напоров, ограниченной максимальным и минимальным напорами.

3.2. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Приведенный в гл. 2 анализ зависимостей потерь напора и мощности этапов технологического процесса ГЭС позволяет обоснованно подойти к расчету и построению напорных характеристик любых ГЭС. Для этого из заданного значения $N_{г.у}^{пол} = \text{const}$ следует вычесть соответствующие потери напора для каждого $Q_{гэс} = Q_{н.б.}$. Эти зависимости служат основой и для получения мощности, подведенной к ГЭС, $N_{гэс}^{пол}$, агрегатному блоку $N_{a.б.}^{пол}$ или агрегату $N_a^{пол}$, необходимых для завершения расчета баланса мощности на станции с учетом агрегатов. Указанные параметры зависят не только от $Q_{н.б.}$ в целом, но и от внутростанционного режима ГЭС, т. е. от $Q_{a.б.}$ или Q_a .

Русловая или приплотинная ГЭС с короткими водоводами. Здесь $\Delta H_{дер}(Q_{н.б.}) = 0$, а $\Delta H_{вод}$ невелики, и их можно учесть в приближенных расчетах в виде некоторой константы. Для этих ГЭС вид напорных характеристик в основном определяется потерями в нижнем бьефе. Абсолютное значение напора и мощности будет уменьшаться при сработке водохранилища. Измеряемый напор этих ГЭС $H_{гэс}$, хотя непосредственно используется H_a .

Взаимосвязь H_a и $H_{ГЭС}$ между собой и режим ГЭС при $z_{в.б} = \text{const}$ определяются соотношениями

$$H_{ai} = H_{ai}(Q_{н.б}, Q_{ai}) = H_{ГЭС}(Q_{н.б}) - \Delta H_{сус}(Q_{ai}) = H_{Г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{сус}(Q_{ai}) - \Delta H_{н.б}(Q_{н.б}); \quad (3.1)$$

$$H_{ГЭС} = H_{ГЭС}(Q_{н.б}) = H_{Г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{н.б}(Q_{н.б}). \quad (3.2)$$

Для межениных режимов $\Delta H_{сус} \approx 0$. В этом случае $H_{ГЭС}$ практически равен H_{ai} и определяется режимом всей ГЭС в целом, а не отдельного агрегата. На некоторых ГЭС $\Delta H_{сус}$ зависит от режима всей ГЭС в целом (например, Волжская ГЭС имени В. И. Ленина, Днепротэс I). Для этих ГЭС $N_{ai}^{\text{под}}$ и $N_{ГЭС}^{\text{под}}$ будут зависеть от $Q_{н.б}$ и Q_{ai} :

$$N_{ai}^{\text{под}} = N_{ai}^{\text{под}}(Q_{н.б}, Q_{ai}) = 9,81 H_{ai} Q_{ai}; \quad (3.3)$$

$$N_{ГЭС}^{\text{под}} = N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б}) = 9,81 H_{ГЭС}(Q_{н.б}) Q_{н.б} = N_{Г.у}^{\text{под}} - \Delta N_{сраб}(Q_{н.б}) - \Delta N_{сус}(Q_{н.б}) - \Delta N_{н.б}(Q_{н.б}). \quad (3.4)$$

На рис. 3.1 в общем виде представлены напорные и энергетические характеристики одиночной русловой ГЭС для летней межени при $z_{в.б} = \text{const}$ и при отсутствии подпора в нижнем бьефе.

Зависимости $H_a(Q_{н.б})$ и $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ выпуклы по $Q_{н.б}$ и достигают максимума при $Q_{н.б} = 0$ и минимума при $H_{ГЭС} = H_a = 0$.

Кривые $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б})$ вогнуты по $Q_{н.б}$ и имеют две точки, где мощности равны 0 (рис. 3.1), и одну точку с экстремума-максимума, где выполняются условия

$$\text{tg } \alpha = \frac{H_{ГЭС}}{Q_{н.б}} = - \frac{dH_{ГЭС}}{dQ_{н.б}} = - \text{tg } \beta \quad (3.5)$$

для $N_{ГЭС}^{\text{под}} = N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ и

$$\frac{H_a}{Q_{н.б}} = - \frac{dH_a}{dQ_{н.б}}. \quad (3.6)$$

Рассмотренные характеристики зависят также и от дополнительных потерь напора в нижнем бьефе, вызываемых ледовыми условиями для северных рек, зарастанием южных рек летом растительностью, подпором и т. д.

Заметно влияет на $H_a(Q_{н.б})$ и $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ режим сработки-наполнения водохранилища, т. е. $z_{в.б}(t)$. В связи с этим принято строить указанные характеристики для НПУ и УМО для выявления общего диапазона изменения напоров на ГЭС.

В качестве примера на рис. 3.2 показаны диапазоны изменения напоров и мощностей русловой ГЭС. Изменение $z_{в.б}$ означает, что напорные характеристики параллельно смещаются по ординате на $h_{сраб}$. Для $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б})$ изменение $h_{сраб}$ означает линейное их преобразование за счет $\Delta N_{в.б}$, поскольку

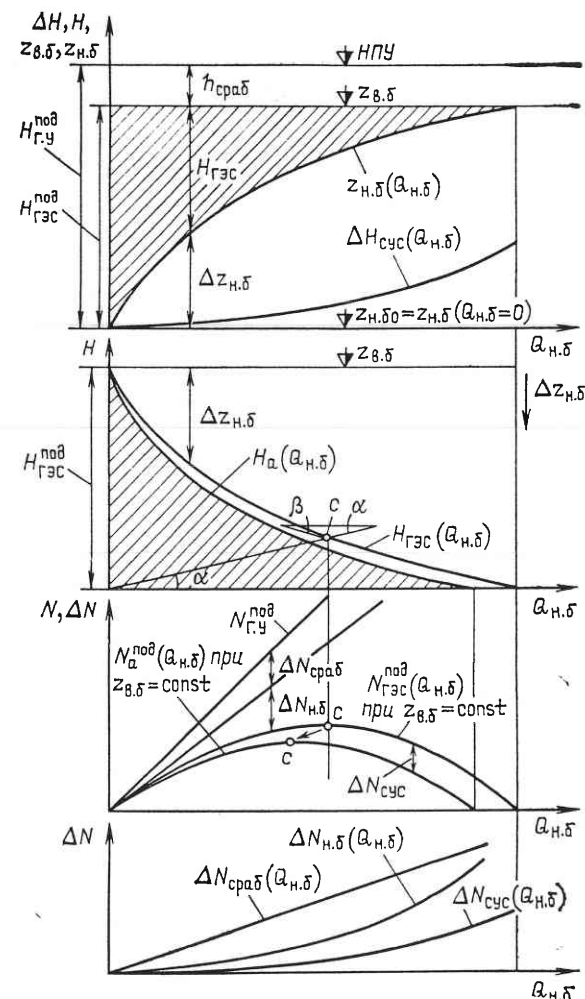


Рис. 3.1. Зависимости $H_a(Q_{н.б})$, $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$, $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б})$ низко-напорной русловой ГЭС

ку $\Delta N_{в.б}(Q_{н.б})$ при $h_{сраб} = \text{const}$ — линейная функция. Введение нового значения $h_{сраб}$ в $\Delta N_{в.б}$ будет означать изменение угла наклона луча, проходящего через начало координат и соответствующего $d\Delta N_{в.б}/dQ_{н.б} = 9,81 h_{сраб} = \text{const}$.

Изменение $h_{сраб}$ влияет как на значение $N_{ГЭС}^{\text{под.макс}}$ и $N_a^{\text{под.макс}}$, так и на их месторасположение (рис. 3.2).

Вид и область существования напорных характеристик русловой ГЭС не зависят от наличия холостых сбросов. В то же время из-за учета $Q_{х.сбр}$ в $Q_{н.б}$ существенно изменяется вид зависимостей $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б})$.

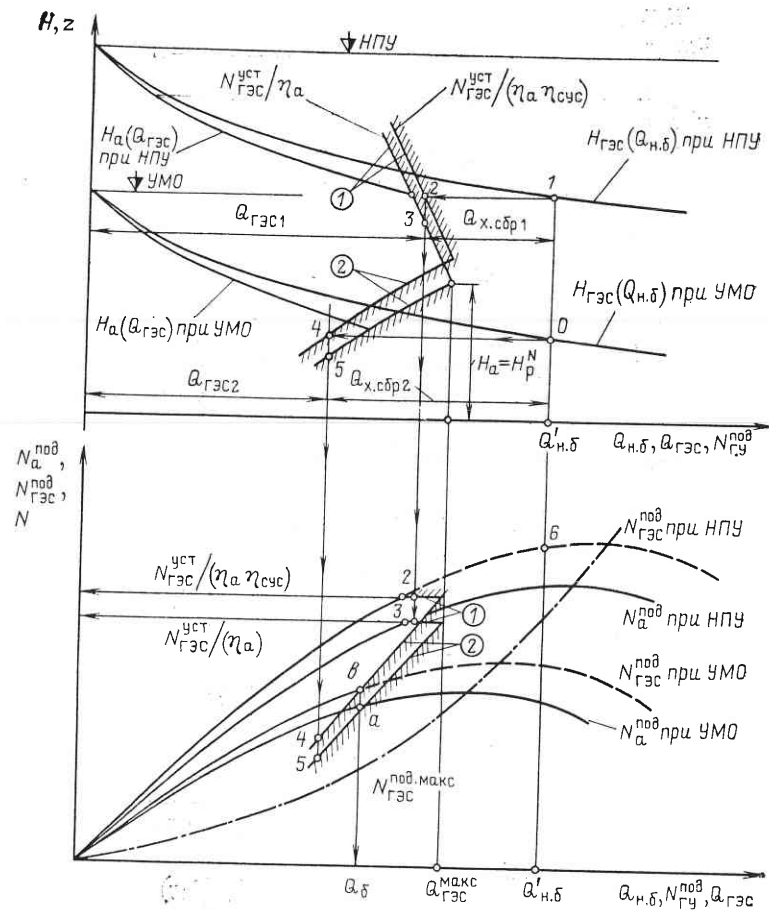


Рис. 3.2. Диапазоны изменения H_a , $H_{ГЭС}$, $N_{ГЭС}^{под}$ и $N_a^{под}$ низконапорной русловой ГЭС

Поясним сказанное более подробно. Любая ГЭС имеет в качестве одного из основных режимных параметров расчетный по мощности напор H_p^N , равный минимальному напору агрегата H_a , при котором ГЭС может работать полной установленной мощностью $N_{ГЭС}^{уст}$. Пропускная способность ГЭС, соответствующая H_p^N и $N_{ГЭС}^{уст}$, называется максимальной пропускной способностью турбин станции $Q_{ГЭС}^{макс}$.

При $H_a \geq H_p^N$ максимальная рабочая мощность ГЭС равна $N_{ГЭС}^{уст}$; при $H_a < H_p^N$ она определяется пропускной способностью турбин (рис. 3.2) (подробнее см. гл. 4).

В координатах H , Q линия ограничения по генератору близка к гиперболе, по турбине — к показательной функции. В координатах

N , Q ограничение по генератору — прямая линия, по турбине — показательная функция.

Для приведения ограничений по генератору и турбине в координаты $N_{ГЭС}^{под}$ или $N_a^{под}$, $Q_{н.б}$ — соответствующие им предельные мощности в координатах $N_{ГЭС}$, $Q_{н.б}$ разделены на η_a и $\eta_{ГЭС}$.

При $\Delta H_{сус} = 0$ характеристики $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ и $H_a(Q_{н.б})$, так же как и $N_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б})$ и $N_a^{под}(Q_{н.б})$, совпадают между собой.

На рис. 3.2 стрелками показан ход расчета предельных возможностей ГЭС при НПУ и УМО для $Q_{н.б} = Q'_{н.б}$. Для этого сначала определяется $H_{ГЭС}(Q'_{н.б})$, а затем $Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}(Q'_{н.б}))$ (точки 0, 1 и 2, 3 соответственно). Далее при найденных значениях $Q_{ГЭС}^{макс}$ учитываются $\Delta H_{сус}$ и определяются H_a (точки 3 и 4). Затем рассчитываются значения $N_{ГЭС}^{под, макс}$ и $N_a^{под, макс}$.

Наличие указанных ограничений ведет к появлению $Q_{х.сбр}$ на ГЭС в тех случаях, когда требующийся по условиям водохозяйственной системы выпуск $Q_{н.б}$ превышает пропускную способность турбин ГЭС. Учет $Q_{х.сбр}$ существенно изменяет и вид характеристик $N_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б})$ и $N_a^{под}(Q_{н.б})$ (рис. 3.3).

При пропуске в нижний бьеф $Q'_{н.б}$ при НПУ через турбины ГЭС пройдет расход $Q_{ГЭС1}$, остальная часть $Q'_{н.б}$ — холостые сбросы $Q_{х.сбр1}$ (рис. 3.2). При этом $N_{ГЭС}^{под, макс} = N_{уст}/\eta_a$ и она меньше возможностей створа при этом $Q'_{н.б}$ (точка 6 на рис. 3.2) за счет $\Delta N_{х.сбр}$, равных $9,81 Q_{х.сбр} H_{ГЭС}(Q_{н.б})$.

Это означает, что для $H_a \geq H_p^N$ при $Q_{н.б} > Q_{ГЭС}^{макс}(H_a)$ характеристика $N_{ГЭС}^{под, макс}(z_{н.б}, Q_{н.б})$ — прямая линия, соответствующая $N_{ГЭС}^{уст}/\eta_a = \text{const}$ (так же как и для $N_{ГЭС}^{под, макс}$).

Рассмотрим ту же задачу для $z_{н.б} = \text{УМО}$ (рис. 3.2). От $Q_{н.б} = 0$ до точки 6 кривые $N_{ГЭС}^{под}$ (УМО, $Q_{н.б}$) и $N_a^{под}$ (УМО, $Q_{н.б}$) соответствуют режиму работы ГЭС без ограничений. При $Q_{н.б}$ больше $Q_{(б)}$, естественно, уменьшаются напоры ГЭС и агрегата и одновременно снижается пропускная способность турбин, определяемая линией ограничения по турбине на рис. 3.2. Это приводит к появлению двузначности функции $N_{ГЭС}^{под}(z_{н.б}, Q_{ГЭС})$ и возможности безытерационного расчета только при использовании $Q_{н.б}$ в качестве независимой переменной (рис. 3.3, а).

Для повышения энергетических возможностей створа при низких напорах на русловых ГЭС совмещенного типа используют так называемый эффект эжекции в нижнем бьефе. При пропуске больших расходов воды в нижний бьеф $Q_{н.б1}$ в этом случае имеют место $Q_{х.сбр1}$ без учета эффекта эжекции при $N_{ГЭС1}^{под, макс} = N_{ГЭС1}^{под}$ (рис. 3.3, б). С учетом указанного эффекта напор увеличивается при том же $Q_{н.б1}$ на $\Delta H'_{эж}(Q_{х.сбр1})$. Естественно, что при этом увеличивается $Q_{ГЭС}$ и $N_{ГЭС}^{под, макс}$ до $Q_{ГЭС2}$ и $N_{ГЭС2}^{под}$. Однако при этом одновременно снижается и $\Delta H_{эж}$, т. е. при определении параметров водноэнергетического режима ГЭС имеет место ите-

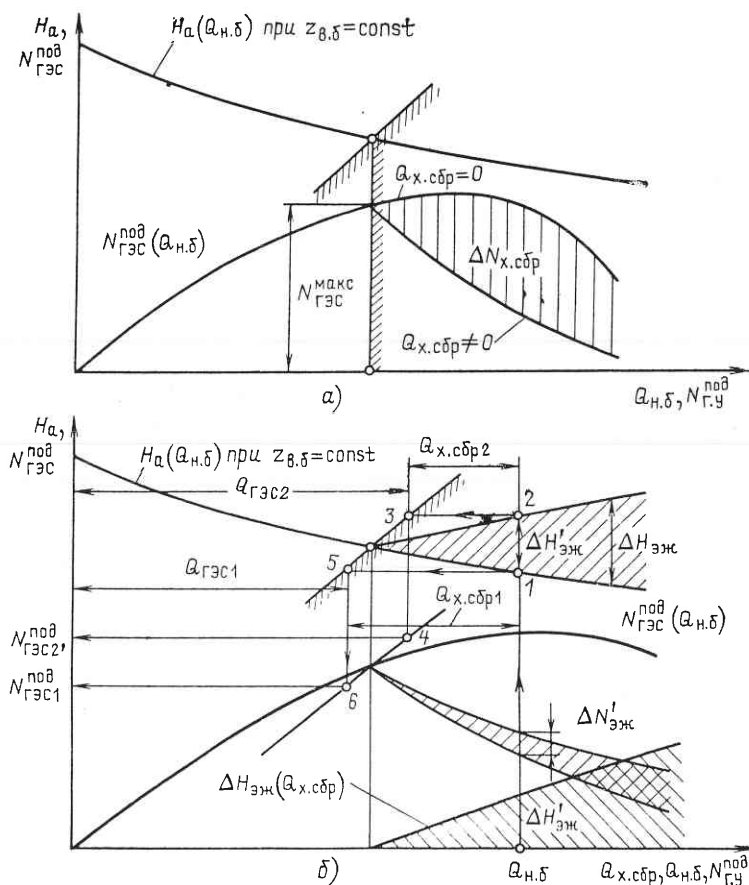


Рис. 3.3. Учет холостых сбросов и эффекта эжекции в напорных и мощностных характеристиках русловой ГЭС

рационный процесс. Окончательное решение по холостым сбросам соответствует некоторому промежуточному режиму между $Q_{x.сбр1}$ и $Q_{x.сбр2}$.

Приплотинные ГЭС с длинными водоводами. Для приплотинных ГЭС типа Братской, Красноярской, Нурекской и др. при расчете $H_a(Q_{н.б})$ необходим учет $\Delta H_{вод}$. Поскольку при включении каждого последующего водовода происходит скачкообразное изменение $\Delta H_{вод}$, то изменяется и вид зависимости $H_a(Q_{н.б})$. Влияние потерь в нижнем бьефе, так же как и $\Delta H_{сус}$, здесь относительно меньше. В качестве примера на рис. 3.4 представлены напорные и энергетические характеристики ГЭС (без учета потерь в агрегатах) при $z_{в.б} = \text{const}$ или $H_{ГЭС}^{\text{под}} = \text{const}$.

Для таких ГЭС $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ и $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ определяются по

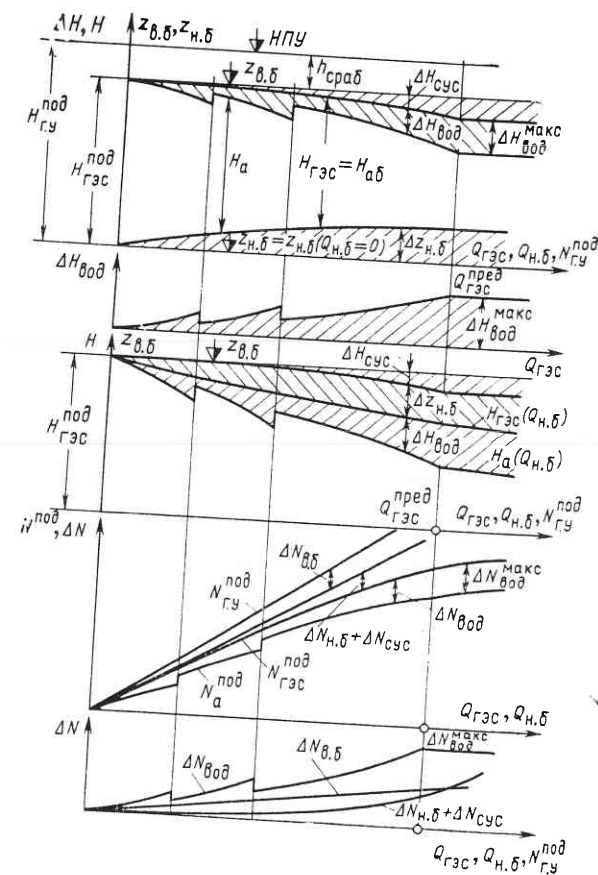


Рис. 3.4. Напорные и мощностные характеристики приплотинной ГЭС

формулам (3.2) и (3.4), а $H_a(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б})$ — по следующим выражениям:

$$H_{ai} = H_{ai}(Q_{н.б}) = H_{ГЭС}(Q_{н.б}) - \Delta H_{сус}(Q_{н.б}) - \Delta H_{вод}(Q_{н.б}) = H_{Г.у}^{\text{под}} - \Delta H_{сраб} - \Delta H_{н.б}(Q_{н.б}) - \Delta H_{сус}(Q_{н.б}) - \Delta H_{вод}(Q_{ai}) \quad (3.7)$$

и

$$N_{ai}^{\text{под}} = N_{ai}^{\text{под}}(Q_{н.б}, Q_{ai}) = 9,81 H_{ai} Q_{ai}. \quad (3.8)$$

Если зависимости $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ и $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ аналогичны представленным на рис. 3.2, то $H_a(Q_{н.б})$ и $N_a^{\text{под}}(Q_{н.б}, Q_a)$ существенно изменяется. Объясняется это учетом характеристики потерь напора и мощности в водоводах.

На рис. 3.4 представлен случай, когда для каждого диапазона нагрузки ГЭС по $Q_{н.б}$ задано оптимальное число и состав вклю-

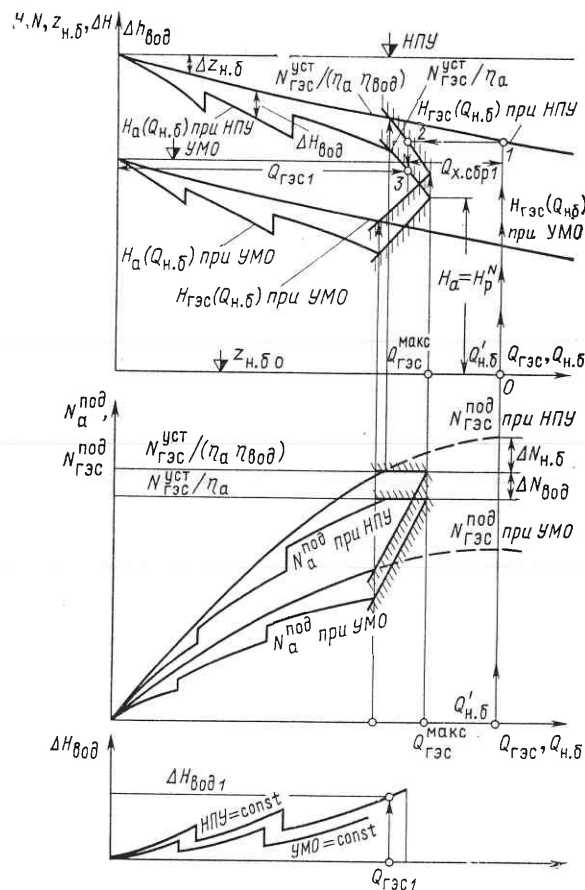


Рис. 3.5. Диапазоны изменения напоров и мощностей приплотинной ГЭС

ченных агрегатов. Из-за значительных потерь напора в водоводах характеристики $H_a(Q_{н.б})$ могут быть кусочно-вогнутыми.

На рис. 3.5 представлен возможный технический диапазон изменения $H_{ГЭС}$, H_a , $N_{ГЭС}^{под}$, $N_a^{под}$ с учетом ограничений по пропускной способности ГЭС. Линии ограничения по генератору и турбине в координатах $H_{ГЭС}$, $Q_{н.б}$ и H_a , $Q_{н.б}$, а также $N_{ГЭС}^{под}$, $Q_{н.б}$ и $N_a^{под}$, $Q_{н.б}$, как и для русловых ГЭС, смещены по вертикали по отношению друг к другу на потери $\Delta H_{вод}(Q_{ГЭС})$. Действительно, при $H_a > H_p^N$ имеет место соотношение

$$Q_{ГЭС}^{макс}(H_a) = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{9,81\eta_a H_a} \equiv Q_{ГЭС}^{макс}(H_{ГЭС}) = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{9,81\eta_a \eta_{вод} H_{ГЭС}}, \quad (3.9)$$

так как $H_a \equiv H_{ГЭС} \eta_{вод}$ (см. § 2.2). Аналогичное соотношение справедливо и для $H_a < H_p^N$. Кривые $H_{ГЭС}(Q_{н.б})$ и $N_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б})$ при $z_{в.б} = \text{const}$ существуют во всем диапазоне возможных значений $Q_{н.б}$, в том числе и при $Q_{х.сбр} \neq 0$. Зависимости $H_a(Q_{ГЭС})$ и $N_a^{под}(Q_{ГЭС})$ справедливы лишь в зоне допустимых режимов ГЭС по расходу и мощности.

Расчет предельного режима ГЭС при $Q'_{н.б} \gg Q_{ГЭС}^{макс}$ при $z_{в.б} = \text{const}$ необходимо производить методом последовательного выделения потерь напора и мощности для каждого этапа технологического процесса станции.

Пусть требуется найти H_a , $H_{ГЭС}$, $Q_{х.сбр}$, $N_a^{под}$ и $N_{ГЭС}^{под}$ при $НПУ = \text{const}$ и $Q'_{н.б} \gg Q_{ГЭС}^{макс}$. Для этого сначала выделяются потери, зависящие только от $Q'_{н.б}$, т. е. $\Delta H_{н.б}$ и $\Delta N_{н.б}$. Это означает расчет $H_{ГЭС1}$ по кривой $H_{ГЭС}(Q'_{н.б})$ (рис. 3.5). Затем по линии ограничения по генератору в координатах $H_{ГЭС}$, $Q_{ГЭС}$ определяется $Q_{ГЭС1} = Q_{ГЭС}^{пред}(H_{ГЭС}(Q'_{н.б}))$ и следовательно, $Q_{х.сбр1} = Q'_{н.б} - Q_{ГЭС1}$. Для найденного значения $Q_{ГЭС1}$ и известного числа работающих агрегатов ГЭС можно найти $\Delta H_{вод1} = h_{вод}(Q_{ГЭС1})$ и $H_{a1} = H_{ГЭС}(Q_{н.б}) - \Delta H_{вод1}(Q_{ГЭС1})$. По найденному значению H_{a1} и $Q_{ГЭС1}$ определяется $N_{a1}^{под}(Q_{ГЭС1})$ по выражению $N_{a1}^{под.пред} = 9,81 Q_{ГЭС1} H_{a1}(Q_{н.б1})$. При этом $N_a^{под.пред}$ должна быть равна $N_{ГЭС1}^{уст}$, деленной на КПД агрегатов при известном H_{a1} и $Q_{ГЭС1}$.

Деривационные ГЭС. Для этой схемы ГЭС характерны ощутимые потери напора в деривации и водоводах, которые иногда намного превышают потери $\Delta N_{н.б}$.

Расчет напорных и мощностных характеристик деривационных ГЭС показан на рис. 3.6. Особенностью этих ГЭС является значительное отличие $H_{ГЭС}$, $H_{а.б.л}$ и H_a при заданном режиме станции. На рис. 3.7 представлен диапазон технически возможных значений напоров и подведенных мощностей к элементам деривационной ГЭС. Для средне- и высоконапорных ГЭС $N_{г.у}^{под.макс}$ никогда не является ограничением режимов станций. Расчет предельных режимов деривационной ГЭС при $Q_{н.б} \gg Q_{ГЭС}^{макс}$ и $Q_{х.сбр} \neq 0$ при $z_{в.б} = \text{const}$ также следует вести методом последовательного выделения потерь напора и мощности на каждом этапе преобразования энергии на станции.

Это означает, что для заданного значения $Q_{н.б}$ и $z_{в.б} = \text{const}$ следует выделить $\Delta H_{н.б}$ и найти $H_{ГЭС} = H_{ГЭС}(Q_{н.б})$. Затем найти $Q_{ГЭС}^{пред}(H_{ГЭС})$ в координатах $H_{ГЭС}$, $Q_{н.б}$ по линии ограничения мощности, далее по $Q_{ГЭС}$ определить $\Delta H_{дер}$ и $\Delta H_{вод}$ и, следовательно, $H_{а.б}$ и H_a , по которым рассчитываются значения $N_{а.б.л}^{под.пред}$ и $N_a^{под.пред}$.

При рассмотрении общей задачи оптимизации внутростанционных режимов ГЭС для любых значений отдачи по расходу и

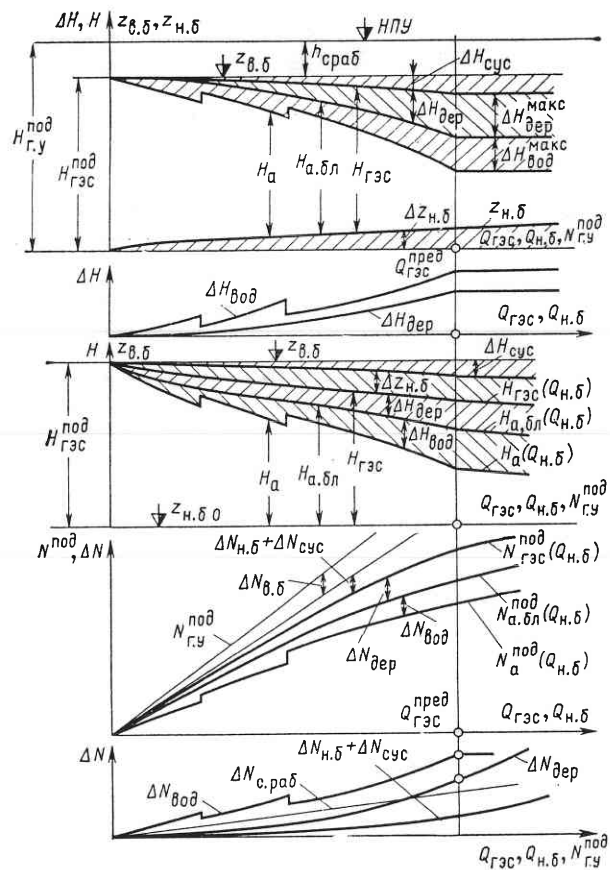


Рис. 3.6. Напорные и мощностные характеристики деривационной ГЭС

мощности проведенный выше расчет возможен лишь итерационным путем.

Каскады ГЭС. Для некоторых видов каскадов ГЭС и их режимов возможно построение напорных характеристик каскада $H_k(Q_k)$ для заданных значений $z_{в.бл} = \text{const}$. Проще это сделать для ГЭС, работающих по водотoku при $\tau_{доб} = 0$ и $Q_{гэс1} = \dots = Q_{гэсn} \equiv Q_k$, где n — число ГЭС в каскаде. Здесь вводится понятие подведенного напора к каскаду как разницы между $z_{в.бл1} = \text{const}$ и $z_{в.бл}(Q_{в.бл} = 0)$, т. е.

$$H_k^{\text{под}} = z_{в.бл1} - z_{в.бл}(Q_{в.бл} = 0).$$

Для получения $H_k(Q_k)$ следует вычесть из $H_k^{\text{под}}$ все виды потерь напора в каскаде для каждого расчетного значения $Q_{гэсi} = Q_k$.

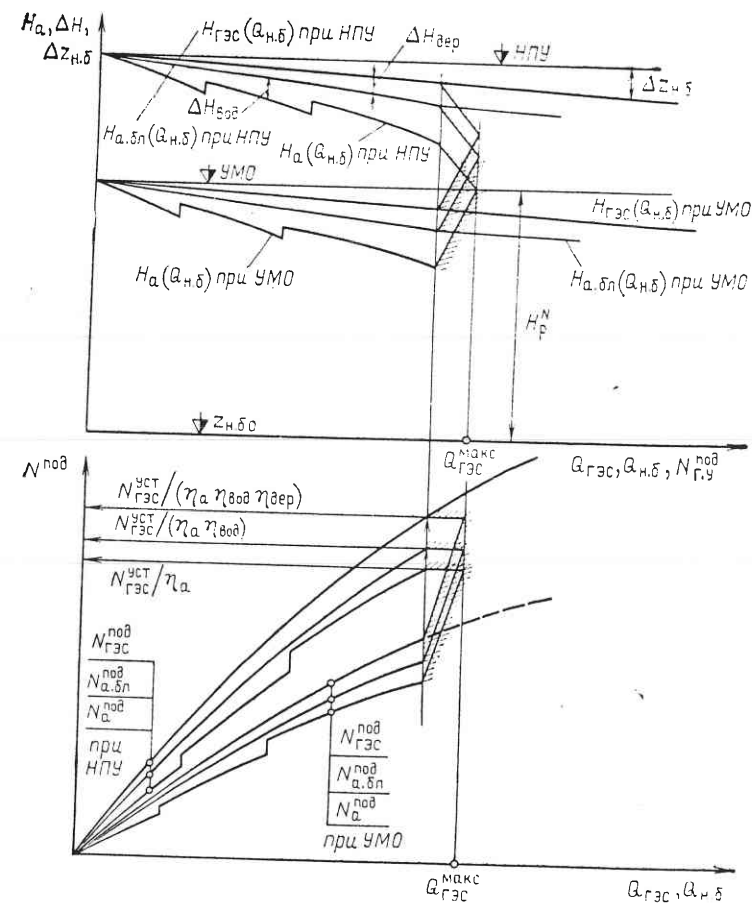


Рис. 3.7. Диапазоны изменения напоров и мощностей деривационной ГЭС

На рис. 3.8 показан общий вид и последовательность построения напорных $H_k(Q_k)$ и мощностных $N_k^{\text{под}}(Q_k)$ характеристик двух каскадов, состоящих из плотинных и деривационных ГЭС.

В каскаде деривационных ГЭС между головным узлом и зданием станции имеется боковой или местный приток $\Delta Q_{\text{мест1}}$. Это означает, что расходы ГЭС не равны между собой, что следует учитывать при построении $H_k(Q_k)$ и $N_k^{\text{под}}(Q_k)$. На рис. 3.8, б принято, что $\Delta Q_{\text{мест}} = 0$. Если $\Delta Q_{\text{мест}} \neq 0$, то для расчета потерь напора на $(l+1)$ -й ГЭС следует взять $\Delta H_{гэс(l+1)} = Q_{в.бл} + \Delta Q_{\text{мест1}}$. Напор в каскаде ГЭС будет являться функцией $Q_{в.бл1}$.

Расчет $N_k^{\text{под}}(Q_k)$ и $H_k(Q_k)$ ведется по формулам

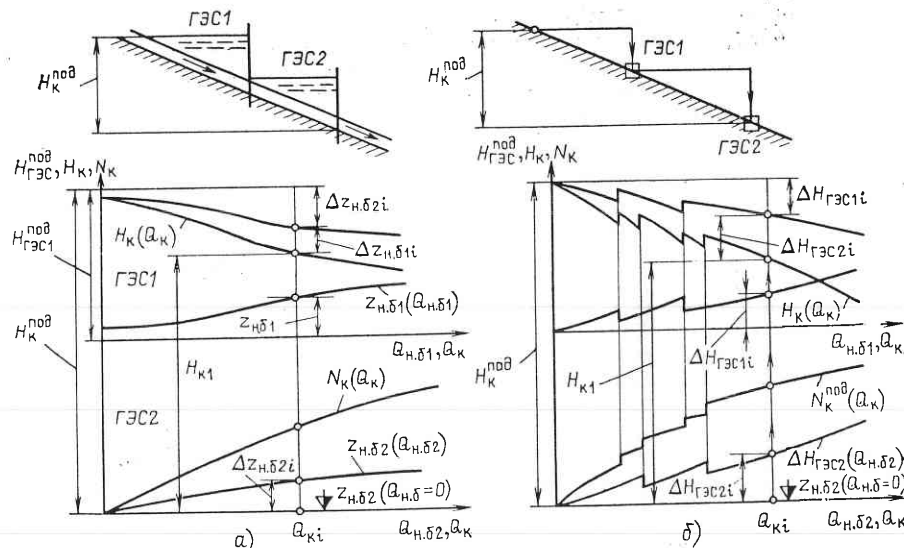


Рис. 3.8. Напорные и мощностные характеристики каскада ГЭС:
а — плотинных; б — деривационных

$$\left. \begin{aligned} N_K^{\text{под}}(Q_K) &= 9,81 H_K(Q_K) Q_K; \\ H_K(Q_K) &= H_K^{\text{под}} - \sum_{i=1}^n \Delta H_{ГЭС i}(Q_K). \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

При $\tau_{\text{доб}} \neq 0$ графическое представление $H_K(Q_K)$ не всегда целесообразно.

3.3. НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЭС, НС И ПЭС

Значительное количество ГАЭС в мире — несомещенного вида с верхними и нижними бассейнами, морфометрические характеристики которых однозначно связывают между собой $z_{в.б}$ и $V_{в.б}$, $z_{н.б}$ и $V_{н.б}$ в установившемся режиме работы станции. В отличие от ГЭС с длительным регулированием стока, при котором $z_{в.б}$ мало изменяется в течение суток, недели, уровни бассейнов ГАЭС значительно изменяются в течение суток. Основные потери напора ГАЭС — $\Delta N_{\text{вод}}$, $\Delta N_{\text{сус}}$, ΔN_a , которые, как правило, намного меньше, чем потери за счет изменения уровней бассейнов.

В связи со сказанным будем называть основными напорными характеристиками ГАЭС для турбинного и насосного режимов зависимости $H_{\text{ГАЭС}}$, H_n , H_t от отметок или объемов бассейнов. В качестве независимого аргумента в расчетах можно принимать параметры как верхнего, так и нижнего бассейна, поскольку меж-

ду нами существует однозначная связь по объемам пусков. Например, на рис. 3.9 представлены напорные характеристики ГАЭС $H_{\text{ГАЭС}}(V_{н.б})$, $H_n(V_{н.б})$, $H_t(V_{н.б})$, рассчитанные по формулам

$$\left. \begin{aligned} H_{\text{ГАЭС}}(V_{н.б}) &= z_{в.б}(V_{н.б}) - z_{н.б}(V_{н.б}); \\ H_n(V_{н.б}) &= H_{\text{ГАЭС}}(V_{н.б}) + \Delta H_{\text{вод}}; \\ H_t(V_{н.б}) &= H_{\text{ГАЭС}}(V_{н.б}) - \Delta H_{\text{вод}}, \end{aligned} \right\} \quad (3.11)$$

где $\Delta H_{\text{вод}}$ принято постоянным (условие работы ГАЭС с максимальной мощностью).

Объемы бассейнов связаны между собой следующими балансовыми соотношениями:

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б}(t_0) \mp \int_0^t Q_{\text{ГАЭС}}(t) dt = V_{в.б}(t_0) \mp \Delta V_{в.б}(t); \quad (3.12)$$

$$V_{н.б}(t) = V_{н.б}(t_0) \pm \int_0^t Q_{\text{ГАЭС}}(t) dt = V_{н.б}(t_0) \pm \Delta V_{н.б}(t), \quad (3.13)$$

где $|\Delta V_{в.б}(t)| \equiv |\Delta V_{н.б}(t)|$ и знак «плюс» соответствует насосному, а «минус» — турбинному режиму работы ГАЭС в (3.12); в (3.13) — наоборот.

Поскольку напоры ГАЭС в основном зависят от объемов пусков станции, то здесь речь может идти скорее о подведенной энергии, чем о мощности (подробнее см. гл. 8).

Напорные характеристики ГАЭС, показанные на рис. 3.9, выпуклы по $V_{н.б}$ (или $V_{в.б}$).

Расчет напоров ГАЭС в данный момент времени можно производить по следующим формулам:

$$H_{\text{ГАЭС}} = H_{\text{ГАЭС}}(t) = z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t), \quad (3.14)$$

где $z_{в.б}(t) = z_{в.б}(V_{в.б}(t))$ и $z_{н.б}(t) = z_{н.б}(V_{н.б}(t))$, а $V_{в.б}(t)$ и $V_{н.б}(t)$ определяются с учетом (3.12) и (3.13);

$$H_a(t) = H_{\text{ГАЭС}}(t) \mp \Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{ГАЭС}}(t)). \quad (3.15)$$

Для данного момента t зависимость H_a от $Q_{\text{ГАЭС}}$ в турбинном режиме аналогична рассмотренным выше характеристикам при плотинных ГЭС.

Поскольку напоры ГАЭС значительно изменяются в течение суток — недели, то желательно для них иметь динамические напор-

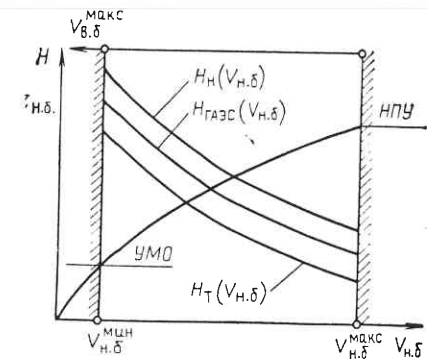


Рис. 3.9. Напорные характеристики ГАЭС несомещенного вида

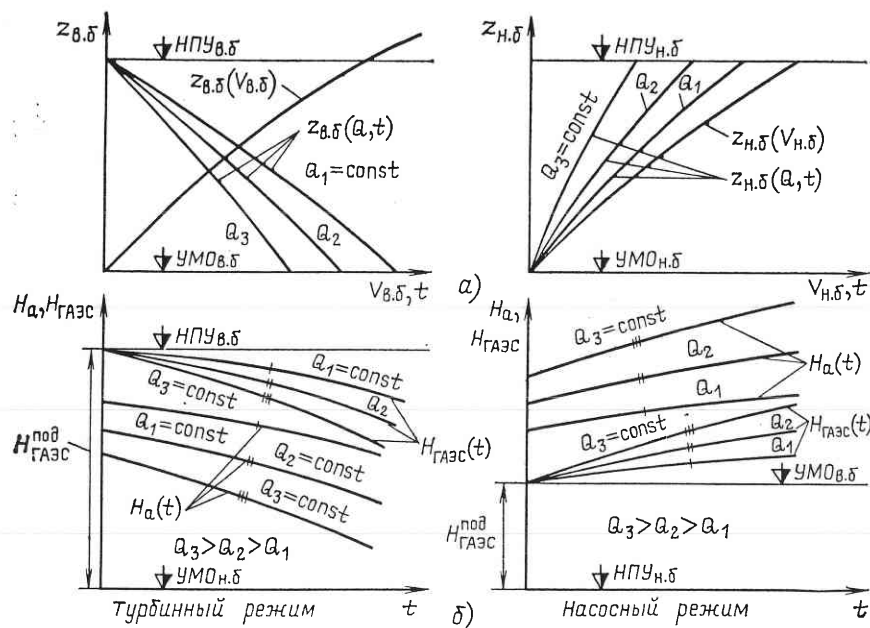


Рис. 3.10. Динамические напорные характеристики ГАЭС песовмещенного вида

ные характеристики станции в виде функции не только $Q_{\text{ГАЭС}} = Q$, но и t (рис. 3.10).

Предполагая, что ГАЭС работает с постоянным расходом $Q_{\text{ГАЭС}} = Q_{\text{в}} = \text{const}$, можно для любых начальных условий бьефов получить характеристики изменения $z_{\text{в.б.}}$, $z_{\text{н.б.}}$ и $H_{\text{а.б.}}$, $H_{\text{ГАЭС}}$ от t при разных периодах работы станции T . На рис. 3.10 эти зависимости показаны при $T_3 < T_2 < T_1$ (т. е. $Q_3 > Q_2 > Q_1$) для турбинного и насосного режимов работы ГАЭС. Поскольку при $Q_{\text{н}} = Q_{\text{ГАЭС}} = \text{const}$ потери $\Delta H_{\text{вод}}$ также постоянны, то $H_{\text{а}}$ отличается от $H_{\text{ГАЭС}}$ на постоянные значения (рис. 3.10).

Для ГЭС-ГАЭС в каскаде при суточном режиме заряда-разряда возможны малые колебания $z_{\text{в.б.}}$ и $z_{\text{н.б.}}$. В этом случае для режима разряда ГАЭС напорные характеристики аналогичны характеристикам обычных ГЭС. Для насосного режима при $z_{\text{в.б.}} \approx \text{const}$ и $z_{\text{н.б.}} \approx \text{const}$ значение напора будет зависеть от $Q_{\text{ГАЭС}}$

$$H_{\text{н}}(t) = z_{\text{в.б.}}(t) - z_{\text{н.б.}}(t) + \Delta H_{\text{ГАЭС}}(t), \quad (3.16)$$

где $z_{\text{в.б.}}(t) - z_{\text{н.б.}}(t) = H_{\text{ГАЭС}}(t) = \text{const}$, а $\Delta H_{\text{ГАЭС}}(t)$ зависят от $Q_{\text{ГАЭС}}(t)$ и имеют вид, аналогичный виду $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{ГАЭС}})$. Вид этих зависимостей для регулируемых обратимых агрегатов ГЭС-ГАЭС представлен на рис. 3.11.

Напорные характеристики НС и ГАЭС в насосном режиме при прочих равных условиях аналогичны друг другу.

Для каскадов низконапорных ГЭС-ГАЭС длительного регули-

рования $H_{\text{н}}$ практически будет постоянен в режиме суточного заряда и равен $H_{\text{ГАЭС}} = z_{\text{в.б.}} - z_{\text{н.б.}}$.

ПЭС — особый вид ГЭУ, где изменение уровня одного из бассейнов происходит по мареграмме $z_{\text{м}}(t)$ независимо от режима станции. Графическое представление зависимости напора ПЭС от основных параметров режима вряд ли целесообразно.

Расчет напора для прямого турбинного и обратного насосного режимов следует вести по формулам

$$H_{\text{ПЭС}}(t) \approx z_{\text{бас}}(t) - z_{\text{м}}(t), \quad (3.17)$$

где $z_{\text{бас}} = z_{\text{бас}}(V_{\text{бас}}(t))$ — уровень воды в бассейне или бассейнах ПЭС;

$$V_{\text{бас}} = V_{\text{бас0}} \mp \int_0^t Q_{\text{ПЭС}}(t) dt. \quad (3.18)$$

Знак «минус» в (3.18) соответствует прямому турбинному, а «плюс» — обратному насосным режимам.

Для обратного турбинного и прямого насосного режимов напоры на ПЭС можно определить по формулам

$$H_{\text{ПЭС}}(t) = z_{\text{м}}(t) - z_{\text{бас}}(V_{\text{бас}}(t)); \quad (3.19)$$

$$V_{\text{бас}}(t) = V_{\text{бас0}} \pm \int_0^t Q_{\text{ПЭС}}(t) dt. \quad (3.20)$$

При наличии неустановившегося движения воды в бьефах ГЭУ его следует учитывать в расчетах напоров.

Для волновых ГЭС напорная характеристика определяется зависимостью $z_{\text{м}}(t)$ и $\bar{z}_{\text{м}} = \text{const}$ в месте установки станции.

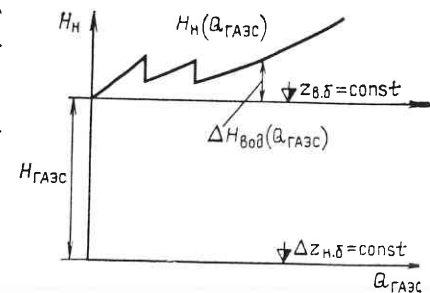


Рис. 3.11. Напорная характеристика насосного режима ГЭС-ГАЭС и НС для $z_{\text{в.б.}} = \text{const}$ и $z_{\text{н.б.}} = \text{const}$

Глава 4

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В данной главе дается анализ энергетических характеристик гидроагрегатов ГЭС, основными элементами которых являются турбина и генератор. В качестве исходной информации, как и в предыдущих главах, служат характеристики потерь мощности.

Потери мощности в гидроагрегате $\Delta N_{\text{а}}$ равны сумме слагае-

мых ΔN_T и ΔN_G , каждая из которых зависит от многих факторов, причем в большинстве случаев эти зависимости могут быть представлены только в виде неявной функции. Поэтому для исследования зависимостей ΔN_T и ΔN_G от основных параметров режима турбины и генератора в установившемся режиме следует использовать балансовый метод.

Обычно для установившегося режима рассматриваются следующие основные показатели и параметры турбины: N_T — развиваемая ею мощность, подводимая к генератору ($N_T = N_G^{\text{под}}$); $Q_a = Q_T$ — расход воды в агрегате; $H_T = H_a$ — напор турбины (напор агрегата или напор нетто); η_T — КПД турбины; a_0 — открытие направляющего аппарата; φ — угол установки лопастей рабочего колеса турбины; D_1 — диаметр рабочего колеса; n — частота вращения и n_s — коэффициент быстроходности.

Кроме указанных основных параметров и показателей обычно используются и производные от них, в том числе потери мощности ΔN_T или расхода воды ΔQ_T , удельные и дифференциальные показатели разного вида $q_T^{\text{уд}}$ и q_T . В отличие от ΔN_T , ΔQ_T , $q_T^{\text{уд}}$, q_T , η_T величины N_T , H_T и Q_T называются абсолютными показателями режима турбины.

Перечисленные показатели и параметры режима турбины используются в различных расчетах и исследованиях режимов агрегатов. Так, N_T и Q_T , ΔN_T и ΔQ_T используются для расчета баланса мощности и расхода воды в створе ГЭС, H_T определяет энергоемкость каждой единицы объема жидкости. Кроме того, ΔN_T и ΔQ_T , так же как и η_T , используются для оценки эффективности режима гидроагрегата с абсолютными измеряемыми показателями N_T , Q_T и H_T .

В дальнейшем изложении, как и ранее, основными исходными показателями режима турбины будем считать в энергетических расчетах ΔN_T , а в водохозяйственных ΔQ_T .

Удельные показатели разного вида характеризуют «материалоемкость» технологического процесса ГЭС.

При расчетах и анализе оптимальных режимов гидроагрегатов широко используются дифференциальные показатели и характеристики турбин и агрегата в целом. От вида и особенностей этих характеристик во многом зависит корректность использования того или иного метода поиска оптимального режима ГЭС и эффективность самого режима.

В общем виде для турбин при установившемся режиме взаимосвязь основных показателей и параметров режима можно представить неявной функцией F_T вида (общая характеристика турбины)

$$F_T = F_T(N_T, Q_T, a_0, \varphi, D_1, n) = 0. \quad (4.1)$$

Для расчетов радиально-осевых ковшовых турбин в (4.1) φ опускают. Поворотные лопастные и диагональные турбины имеют пять расчетных переменных: a_0 , φ , D_1 , n и одну из N_T , Q_T , H_T ;

радиально-осевые — четыре: a_0 , D_1 , n и одну из N_T , Q_T , H_T . По перечисленным расчетным переменным можно определить как оставшиеся переменные, так и производные от них. Это указывает на условность деления переменных на расчетные и зависимые от них. Выбор их определяется конкретными условиями задачи.

Функция F_T (4.1) многомерная, не имеющая аналитического выражения. Для ее анализа используются различные сечения гиперповерхности F_T . Если рассматривается зависимость F_T только от одного переменного при условии постоянства других, то результатом этого являются фазовые характеристики по терминам, принятым в кибернетике, или линейные, как это принято для гидравлических машин.

Имеется несколько подходов к определению названия фазовых (линейных) характеристик. Первый — по независимой переменной: напорные, оборотные, расходные, мощностные и т. д. Например, оборотная характеристика представляет собой обобщенное название набора кривых $N_T(n)$, $Q_T(n)$ и т. д. при постоянных значениях H_T , D_1 , a_0 , φ . Второй — по зависимой переменной: рабочие (по КПД), расходные (по Q_T) и т. д.

Очевиден недостаток указанных подходов — отсутствие однозначности в названии характеристик. Например, оборотные — это и $N_T(n)$, и $Q_T(n)$, и $\eta_T(n)$. Рабочие — это и $\eta_T(V_T)$, и $\eta_T(Q_T)$ и т. д. Правильнее было бы указывать в названии две переменные фазовой характеристики. Например, рабочая по мощности, т. е. $\eta_T(N_T)$, или рабочая по расходу, т. е. $\eta_T(Q_T)$.

С учетом сказанного в гл. 1 о балансе напора, расхода и мощности ГЭУ наиболее правильным было бы использовать в перечисленных фазовых характеристиках единую расчетную переменную для всего технологического процесса на ГЭУ — расход. Этот подход и будет использован в дальнейшем изложении.

Фазовые характеристики неполно представляют собой все особенности многомерной поверхности F_T в (4.1). С этой точки зрения более представительны универсальные характеристики, отражающие зависимость параметров и показателей режима турбины от двух переменных. В настоящее время широко распространены: $\eta_T(N_T, H_T)$ — напорно-мощностная эксплуатационная (иногда ее называют просто эксплуатационной), $\eta_T(Q_T, H_T)$ — напорно-расходная эксплуатационная, $\varphi(a_0, H_T)$ — комбинаторная и др. Каждая из перечисленных характеристик используется в различных расчетах. Например, характеристика $\eta_T(N_T, H_T)$ удобна для оценки эффективности работы агрегата при измеряемых значениях переменных N_T и H_T ; характеристика $\eta_T(Q_T, H_T)$ — для анализа использования расхода воды или подведенной к агрегату энергии. Комбинаторная характеристика необходима для оптимального использования энергии потока в поворотно-лопастных и диагональных турбинах.

Фазовые и универсальные характеристики будут широко использоваться в дальнейшем изложении. Анализ режимов агрега-

та при этом будет базироваться на использовании характеристик потерь мощности как основы для получения всех других характеристик. Взаимосвязь режимных показателей турбины и генератора осуществляется на основе баланса мощностей при заданных значениях подведенной к агрегату мощности, пропорциональной $Q_T = Q_a$ и $H_T = H_a$. Для малых агрегатов необходимо учитывать также характеристики потерь мощности в редукторе, связывающем турбину с генератором.

Для увязки между собой различных показателей режима турбины и получения их энергетических характеристик рассмотрим составляющие ее баланса мощности.

Полные потери мощности в турбине ΔN_T состоят из трех основных составляющих

$$\Delta N_T = \Delta N_T^Q + \Delta N_T^H + \Delta N_T^{\text{мех}}. \quad (4.2)$$

Здесь ΔN_T^Q — объемные потери, связанные с тем, что часть расхода турбины, проходя через зазоры между рабочим колесом и его камерой, не участвует в рабочем процессе; ΔN_T^H — гидравлические потери напора, учитывающие потери подведенной мощности из-за ударного входа потока на рабочее колесо, местных и путевых (по длине) потерь напора в гидротурбинной установке, потерь мощности с уходящим потоком воды и т. д.; $\Delta N_T^{\text{мех}}$ — механические и прочие виды потерь, связанные с преодолением трения во вращающихся частях турбины, на вентиляцию и т. д. Сумма ΔN_T^Q и ΔN_T^H называется гидравлическими потерями мощности в турбине $\Delta N_T^{\text{гидр}}$.

Все перечисленные потери однозначно зависят от основных показателей режима турбины в установившемся режиме. Удельный вес каждой из составляющих (4.2) зависит от типа турбин и во многом определяет общий вид энергетических характеристик гидроагрегата в целом.

Для значений $H_T = H_a$ и $Q_T = Q_a$, полученных из расчетов оптимального внутростанционного режима ГЭС, подведенная к агрегату (т. е. турбине) мощность в киловаттах равна

$$\left. \begin{aligned} N_a^{\text{под}} &= N_T^{\text{под}} = 9,81 Q_T H_T \\ \text{или в мегаваттах} \\ N_a^{\text{под}} &= N_T^{\text{под}} = \frac{Q_T H_T}{102} \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

Полезная мощность турбины, или мощность, подведенная к генератору (для малых ГЭС с редукторами эта мощность подводится к редуктору), $N_T^{\text{под}} = N_T$ будет меньше $N_T^{\text{под}}$ на потери $\Delta N_T = \Delta N_T(Q_T, H_T)$, т. е.

$$N_T = N_T^{\text{под}} = N_T^{\text{под}} - \Delta N_T = \frac{Q_T H_T}{102} - \Delta N_T(Q_T, H_T). \quad (4.4)$$

Соответственно КПД турбины η_T будет равен

$$\eta_T = \frac{N_T}{N_T^{\text{под}}} = \frac{N_T^{\text{под}} - \Delta N_T}{N_T^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta N_T}{N_T^{\text{под}}}, \quad (4.5)$$

и вместо (4.4) можно записать

$$N_T = N_T^{\text{под}} \eta_T = \frac{Q_T H_T \eta_T}{102} = \frac{H_T}{102} (Q_T^0 - \Delta Q_T), \quad (4.6)$$

где Q_T^0 — расход турбины при $\eta_T = 1$;

$$\Delta Q_T = \frac{\Delta N_T \cdot 102}{H_T}. \quad (4.7)$$

Следовательно,

$$\Delta N_T = N_T^{\text{под}} (1 - \eta_T) = N_T \left(\frac{1 - \eta_T}{\eta_T} \right) = \frac{H_T \Delta Q_T}{102} \quad (4.8)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N_T^* = \frac{\Delta N_T}{N_T} = \frac{1 - \eta_T}{\eta_T}. \quad (4.9)$$

Из (4.3) — (4.8) следует, что все параметры режима могут быть однозначно выражены через ΔN_T при известных значениях Q_T и H_T , что существенно упрощает расчеты.

Удельные расходы воды по мощности будут равны

$$q_T^{\text{уд}} = \frac{Q_T}{N_T} = \frac{102 N_T^{\text{под}}}{H_T N_T} = \frac{102}{H_T} \left(1 - \frac{\Delta N_T}{N_T} \right) = \frac{102}{H_T \eta_T}. \quad (4.10)$$

Величина $q_T^{\text{уд}}$ соответствует расходу воды на единицу мощности. По абсолютному значению $q_T^{\text{уд}}$ достигают нескольких десятков м³/(с·МВт) для низконапорных ГЭС и не превышают 1 м³/(с·МВт) для высоконапорных ГЭС. Отсюда очевидна высокая эффективность последних.

Величина, обратная $q_T^{\text{уд}}$, характеризует энергетическую емкость каждой единицы расхода воды

$$q_{T1}^{\text{уд}} = \frac{1}{q_T^{\text{уд}}} = \frac{N_T}{Q_T} = \frac{H_T}{102} \left(1 + \frac{\Delta N_T}{N_T^{\text{под}}} \right) = \frac{H_T \eta_T}{102}. \quad (4.11)$$

Максимальные, т. е. наиболее эффективные, значения $q_{T1}^{\text{уд}}$ характерны для высоконапорных ГЭС.

В практике используются и другие удельные показатели: $q_{T3}^{\text{уд}}$, м³/(МВт·ч), и $q_{T31}^{\text{уд}}$, МВт·ч/м³, характеризующие эффективность использования стока W_T :

$$q_{T3}^{\text{уд}} = \frac{W_T}{\Delta T} = q_T^{\text{уд}} \cdot 3600; \quad (4.12)$$

$$q_{тЭ1}^{уд} = \frac{\partial T}{W_T} = \frac{1}{q_{тЭ}^{уд}} = \frac{1}{q_{тЭ}^{уд} \cdot 3600}.$$

Общее уравнение баланса мощности в турбине при заданных значениях Q_T , H_T и характеристиках потерь мощности $\Delta N_T(Q_T, H_T)$ можно записать в следующем виде:

$$N_T = N_T^{под} = N_T^{под} - \Delta N_T^Q - \Delta N_T^{мех} - \Delta N_T^H. \quad (4.13)$$

В оптимизационных расчетах используются дифференциальные показатели работы турбины, рассчитываемые из условия баланса мощности на ГЭС при $H_T = \text{const}$. С точки зрения достоверности получаемых показателей и удобства расчета наиболее правильно использовать в анализе режима гидроагрегата обобщенные дифференциальные показатели по $N_T^{под}$, $q_{тN}^{под}$, т. е.

$$q_{тN}^{под} = \frac{dN_T}{dN_T^{под}} = 1 - \left(\eta_T + N_T^{под} \frac{r d\eta_T}{dN_T^{под}} \right), \quad (4.14)$$

или по Q_T , т. е.

$$q_{тQ}^{N} = \frac{dN_T}{dQ_T} = \frac{H_a}{102} \left[1 - \left(\eta_T + Q_T \frac{d\eta_T}{dQ_T} \right) \right], \quad (4.15)$$

при $H_T = \text{const}$.

С помощью этого показателя можно определить и дифференциальный показатель турбины в общепринятой форме, т. е.

$$q_{тQ}^N = \frac{dN_T}{dQ_T} = \frac{d(N_T^{под} - \Delta N_T)}{dQ_T} = \frac{H_a}{102} - \frac{d\Delta N_T}{dQ_T} = \frac{H_a}{102} \times \left(\eta_T + Q_T \frac{d\eta_T}{dQ_T} \right) = \frac{H_a}{102} - q_{тQ}^{N}, \quad (4.16)$$

при $H_T = \text{const}$.

Этот дифференциальный показатель применяется в расчетах по оптимизации использования подведенной мощности к ГЭС $N_{ГЭС}^{под}$ или расхода $Q_{ГЭС}$. Для обратной задачи минимизации $Q_{ГЭС}$ при $N_{ГЭС}^{под}$ при заданной отдаче по мощности используется $q_{тN}^Q$, который определяется также при $H_T = \text{const}$ и численно равен величине, обратной $q_{тQ}^N$.

Таким образом, балансовый метод расчета и анализа режимов ГЭС позволил резко сократить число различных дифференциальных показателей турбины, сведя их к одному $q_{тQ}^N$, определяемому по $\Delta N_T(Q_T)$ и проверяемому по $\eta_T(Q_T)$ (см. § 4.2).

Нормальный режим работы гидрогенератора характеризуется следующими основными параметрами: активной нагрузкой N_G , напряжением на шинах генератора U_G , коэффициентом мощности $\cos \varphi$, частотой тока f_G и температурой охлажда-

ющего газа или жидкости на входе в гидрогенератор $t_{нач}$. Часть подведенной к генератору мощности $N_G^{под}$ неизбежно теряется. Как и для турбины, основные показатели режима работы генератора связаны между собой неявной зависимостью вида (4.1). Вследствие этого для ее изучения будут применяться фазовые и универсальные характеристики, базирующиеся на характеристиках потерь мощности в генераторе.

Полные потери мощности в генераторе ΔN_G могут быть получены из следующих основных составляющих:

$$\Delta N_G = \Delta N_{х.х} + \Delta N_{к.з} + \Delta N_{воз}. \quad (4.17)$$

Здесь $\Delta N_{х.х}$ — потери холостого хода генератора, включающие в себя механические потери: вентиляционные потери $\Delta N_{в}$, потери на трение во вращающихся частях генератора $\Delta N_{тр}$, а также потери в стали (потери на перемагничивание) $\Delta N_{ст}$; $\Delta N_{к.з}$ — потери короткого замыкания; $\Delta N_{воз}$ — потери на возбуждение агрегата.

Используя балансовый метод, можно получить любые показатели режима генератора при известных значениях $N_G^{под} = N_T$ и характеристике потерь мощности $\Delta N_G(N_G^{под})$ при заданных значениях $\cos \varphi$, f_G и U_G .

Например, КПД генератора

$$\eta_G = \frac{N_G}{N_G^{под}} = \frac{N_G^{под} - \Delta N_G}{N_G^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_G}{N_G^{под}}. \quad (4.18)$$

В качестве удельных показателей генератора используется отношение $N_G^{под} = N_T$ к $N_G = N_a$, т. е.

$$q_G^{уд} = \frac{N_G^{под}}{N_G} = \frac{N_G + \Delta N_G}{N_G} = 1 + \frac{\Delta N_G}{N_G} = \frac{1}{\eta_G} > 1, \quad (4.19)$$

или его обратная величина

$$q_{Г1}^{уд} = \frac{N_G}{N_G^{под}} = \frac{N_G^{под} - \Delta N_T}{N_G^{под}} = 1 - \frac{\Delta N_G}{N_G^{под}} = \eta_G \leq 1. \quad (4.20)$$

Эти показатели определяют собой эффективность работы генератора — чем больше $q_{Г1}^{уд}$ или меньше $q_G^{уд}$, тем рациональнее работает агрегат.

Обобщенный дифференциальный показатель работы генератора $q_{тN}^{N}$ может быть определен по формуле

$$q_{тN}^{N} = \frac{dN_G}{dN_G^{под}} = 1 - \left(\eta_G - N_G^{под} \frac{d\eta_G}{dN_G^{под}} \right) \quad (4.21)$$

при постоянных значениях $\cos \varphi$, U_G , n .

По $q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N_{\Gamma}}$ нетрудно определить и дифференциальный показатель генератора в общепринятой форме

$$q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N_{\Gamma}} = \frac{dN_{\Gamma}}{dN_{\Gamma}^{\text{под}}} = 1 - \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dN_{\Gamma}^{\text{под}}} = 1 - q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N_{\Gamma}}. \quad (4.22)$$

На основе баланса мощности в гидроагрегате можно сделать вывод, что при заданных значениях Q_{Γ} и H_{Γ} и характеристиках потерь мощности в турбине и генераторе ΔN_{Γ} и ΔN_{Γ} полезная мощность $N_{\Gamma} = N_a$:

$$\begin{aligned} N_{\Gamma} = N_a = N_{\Gamma}^{\text{под}} - \Delta N_a = N_{\Gamma}^{\text{под}} - \Delta N_{\Gamma}(Q_{\Gamma}, H_{\Gamma}) - \Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma}^{\text{под}}) &= N_{\Gamma}^{\text{под}} - \\ - \Delta N_{\Gamma}^Q - \Delta N_{\Gamma}^H - \Delta N_{\Gamma}^{\text{мех}} - \Delta N_{\Gamma}^{\text{х.х}} - \Delta N_{\Gamma}^{\text{к.з}} - \Delta N_{\Gamma}^{\text{в.оз}} &= N_{\Gamma}^{\text{под}} \frac{N_{\Gamma}^{\text{под}}}{N_{\Gamma}^{\text{под}}} \frac{N_{\Gamma}}{N_{\Gamma}^{\text{под}}} = \\ &= N_{\Gamma}^{\text{под}} \eta_{\Gamma} \eta_{\Gamma} = N_{\Gamma}^{\text{под}} \eta_a = \frac{Q_{\Gamma} H_{\Gamma}}{102} \eta_{\Gamma} \eta_{\Gamma} = \frac{Q_{\Gamma} H_{\Gamma}}{102} \eta_a \end{aligned} \quad (4.23)$$

или по аналогии с (4.6) — (4.9)

$$N_{\Gamma} = N_a = N_{\Gamma}^{\text{под}} \eta_a = \frac{H_{\Gamma}}{102} (Q_a^0 - \Delta Q_a), \quad (4.24)$$

где $Q_{\Gamma} = Q_a$; $Q_a^0 = Q_{\Gamma}^0$ — расход воды в агрегате при $\eta_a = 1$;

$$\Delta Q_a = \frac{\Delta N_a \cdot 102}{H_{\Gamma}} = \frac{(\Delta N_{\Gamma} + \Delta N_{\Gamma}) 102}{H_{\Gamma}} = \Delta Q_{\Gamma} + \Delta Q_{\Gamma}. \quad (4.25)$$

Соответственно

$$\begin{aligned} \Delta N_a = \Delta N_{\Gamma} + \Delta N_{\Gamma} &= N_{\Gamma}^{\text{под}} (1 - \eta_a) = N_a \left(\frac{1 - \eta_a}{\eta_a} \right) = \frac{H_{\Gamma} \Delta Q_a}{102} = \\ &= N_a \Delta N_a \end{aligned} \quad (4.26)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N_a^* = \frac{\Delta N_a}{N_a} = \frac{1 - \eta_a}{\eta_a}. \quad (4.27)$$

На основе балансового соотношения (4.23) можно найти выражения для Q_{Γ} и H_{Γ} для различной исходной информации, т. е.

$$Q_{\Gamma} = Q_a = \frac{N_a^{\text{под}} \cdot 102}{H_{\Gamma}} = \frac{(N_a + \Delta N_a) 102}{H_{\Gamma}} = \frac{N_a 102}{\eta_a H_{\Gamma}} = Q_a^0 + \Delta Q_a; \quad (4.28)$$

$$H_{\Gamma} = H_a = \frac{N_a^{\text{под}} \cdot 102}{Q_a} = \frac{(N_a + \Delta N_a) 102}{Q_a} = \frac{102 N_a}{\eta_a Q_a}. \quad (4.29)$$

На основе баланса мощности в гидроагрегате можно производить расчет удельных и дифференциальных показателей, в частности

$$q_a^{\text{уд}} = \frac{Q_a}{N_a} = \frac{Q_a}{N_{\Gamma}} \frac{N_{\Gamma}}{N_a} = q_{\Gamma}^{\text{уд}} q_{\Gamma}^{\text{уд}} \quad (4.30)$$

или

$$q_a^{\text{уд}} = \frac{N_a^{\text{под}}}{N_a} = \frac{N_a^{\text{под}}}{Q_a} q_{\Gamma}^{\text{уд}} q_{\Gamma}^{\text{уд}} = 102 H_a q_{\Gamma}^{\text{уд}} q_{\Gamma}^{\text{уд}}. \quad (4.31)$$

Соответственно

$$q_{aQ}^{\Delta N} = \frac{d\Delta N_a}{dQ_a} = \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dQ_a} + \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dQ_a} = q_{\Gamma Q}^{\Delta N} + q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N} \left[\frac{102}{H_a} - q_{\Gamma Q}^{\Delta N} \right] \quad (4.32)$$

или

$$q_{aQ}^{\Delta N} = \frac{dN_a}{dQ_a} = \frac{d(N_a^{\text{под}} - \Delta N_a)}{dQ_a} = \frac{H_a}{102} - q_{aQ}^{\Delta N}. \quad (4.33)$$

Для обобщенных показателей

$$q_{aN}^{\Delta N} = \frac{d\Delta N_a}{dN_a^{\text{под}}} = \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dN_a^{\text{под}}} + \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dN_a^{\text{под}}} \quad (4.34)$$

или

$$q_{aN}^{\Delta N} = \frac{dN_a}{dN_a^{\text{под}}} = 1 - q_{aN}^{\Delta N} = 1 - \frac{H_a d\Delta Q}{102 dN_a^{\text{под}}}. \quad (4.35)$$

Все дифференциальные показатели в (4.32) — (4.35) рассчитываются при условии, что $H_a = \text{const}$, $\cos \varphi = \text{const}$, $U_{\Gamma} = \text{const}$ и $n = \text{const}$ и получаются алгебраическим суммированием показателей каждого этапа преобразования энергии в агрегате.

Для расчета $\frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dQ_a}$ можно воспользоваться выражением

$$\frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dQ_a} = \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dN_{\Gamma}^{\text{под}}} \frac{dN_{\Gamma}}{dQ_a} = q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N} \left(\frac{H_a}{102} - q_{\Gamma Q}^{\Delta N} \right). \quad (4.36)$$

В этом случае $q_{aQ}^{\Delta N}$ примет вид

$$q_{aQ}^{\Delta N} = q_{\Gamma Q}^{\Delta N} + q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N} \left(\frac{H_a}{102} - q_{\Gamma Q}^{\Delta N} \right), \quad (4.37)$$

где

$$q_{\Gamma Q}^{\Delta N} = q_{\Gamma Q}^{\Delta N}(Q_a); \quad q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N} = q_{\Gamma N_{\Gamma}^{\text{под}}}^{\Delta N}(N_{\Gamma}^{\text{под}}).$$

Дифференциальные показатели (4.32) и (4.33) наиболее удобны для описания особенностей технологического процесса на ГЭС и расчета энергетических показателей ГЭС в целом. Безразмерные показатели вида (4.34) или (4.35) удобны для сопоставительных расчетов различных видов электростанций в системе.

В проектной и эксплуатационной практике используются различные энергетические показатели и характеристики гидроагрегатов, во многом определяемые особенностями ГЭС. Но для того чтобы выявить эти особенности, необходимо изучение всего спектра фазовых (линейных) и универсальных характеристик гидроагрегата, что определяет корректность математических моделей агрегатов, используемых в разных расчетах, и, следовательно, эффективность использования гидроресурсов в народном хозяйстве.

4.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТА

В настоящее время не существует достаточно обоснованной методики аналитического представления энергетических характеристик гидроагрегатов. В связи с этим они получаются как эмпирические на основе обработки результатов натурных или модельных испытаний и обладают определенной погрешностью.

Так, при натурных испытаниях в зависимости от метода их проведения средняя ожидаемая погрешность КПД будет находиться в пределах 1,6—3 %. Погрешности самих модельных испытаний значительно меньше (по КПД в пределах 0,4—1 %). Однако это не значит, что такую же точность будут иметь и характеристики натурных гидроагрегатов, получаемые методами теории подобия и моделирования.

Наиболее полное и достоверное представление об экономичности работы гидроагрегата дают его рабочие характеристики или характеристики потерь мощности (расхода воды) в нем. При этом от их адекватности реальному объекту во многом зависит и эффективность работы всей гидроэлектростанции.

Эффективным способом получения указанных характеристик является балансовый метод. Измерение и расчет отдельных составляющих потерь ΔN_T возможны в процессе натурных испытаний генератора, но это трудно осуществить для натурной турбины. Значительно легче можно измерить все составляющие потерь ΔN_T на модельной турбине. Полученные в результате испытаний характеристики составляющих потерь ΔN_T могут служить аналогом при изучении энергетических характеристик реальных турбин, подобных модельной. Иными словами, все особенности энергетических характеристик модельных турбин будут присущи и натурным агрегатам и наоборот.

В § 4.1 было показано, что основными видами потерь в гидротурбине являются объемные, гидравлические и механические. На рис. 4.1 показаны в общем виде кривые зависимостей потерь мощности в турбине, полученные экспериментально для модельной поворотно-лопастной турбины в диапазоне расходов от $Q_{I\min} = Q_{x,x}$ до $Q_{I\max} (N_{I\max})$.

Механические потери $\Delta N_{\text{мех}}$ малы и слабо зависят от режима турбины. Гидравлические потери, в которые из-за трудности их выделения обычно включаются и объемные, изменяются по-раз-

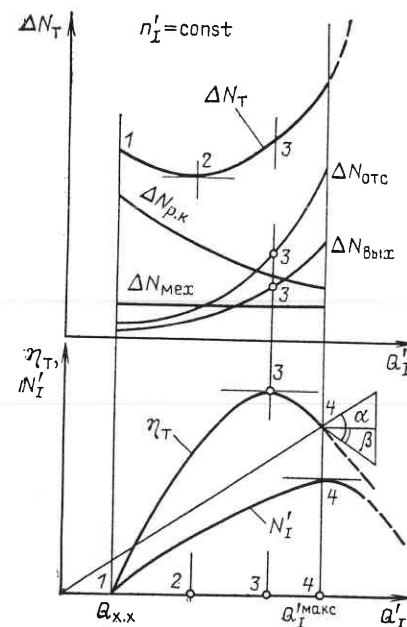


Рис. 4.1. Баланс мощности в модельной поворотно-лопастной турбине

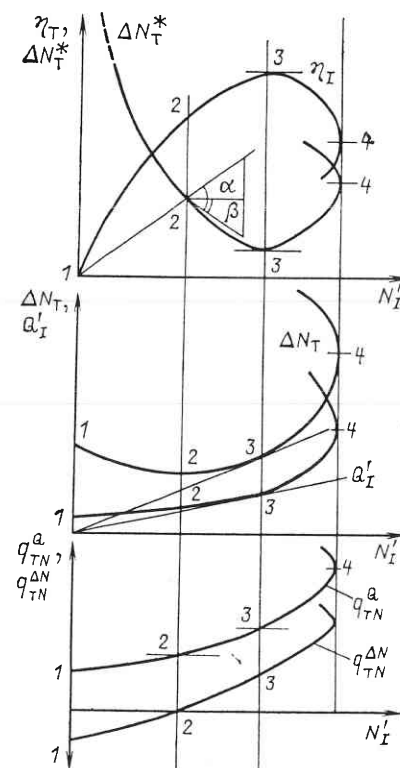


Рис. 4.2. Энергетические характеристики модельной поворотно-лопастной турбины

ному при изменении нагрузки. Так, потери мощности в спиральной камере, статоре турбины и направляющем аппарате $\Delta N_{\text{р.к}}$ уменьшаются с ростом нагрузки. Потери мощности в отсасывающей трубе $\Delta N_{\text{отс}}$ и с выходной скоростью потока $\Delta N_{\text{вхл}}$ увеличиваются с ростом Q_I' по степенной зависимости с показателем степени больше двух.

Суммированием всех видов потерь на рис. 4.1 получена зависимость $\Delta N_T(Q_I')$, а по ней с использованием соотношений, приведенных в § 4.1, $\eta_T(Q_I')$ и $N_I'(Q_I')$. Наиболее существенные особенности этих кривых — их непрерывность, а также наличие некоторых особых, или критических, точек, где соответствующие показатели достигают своих предельных значений. Эти точки присущи разным характеристикам, что и определяет необходимость совместного использования последних для анализа режимных показателей турбины. Критические точки должны служить для проверки правильности построения различных характеристик турбины.

Условимся располагать и нумеровать критические точки по мере роста расхода следующим образом: 1 — точка холостого хода; 2 — минимум потерь мощности; 3 — максимум КПД; 4 — мак-

симум полезной мощности. Подобное расположение критических точек закономерно и определяется особенностями процесса преобразования энергии в турбине, что выражается в виде ее энергетических характеристик.

В точке 1 $Q_{x,x} \neq 0$; $N'_I = 0$; $\eta_T = 0$; $\Delta N_T \neq 0$; $\Delta N_T^* \rightarrow \infty$. В точке 2 минимального значения достигает выпуклая характеристика $\Delta N_T(Q'_I)$, особенностью которой является быстрый рост гидравлических потерь и, следовательно, ΔN_T при увеличении Q'_I .

Характеристика $N'_I(Q'_I)$ для модельной турбины определяется выражением

$$N'_I = N'_I^{\text{под}} - \Delta N_T = 9,81 Q'_I - \Delta N_T(Q'_I). \quad (4.38)$$

Алгебраическая сумма прямолинейной зависимости $N'_I^{\text{под}}(Q'_I)$ и выпуклой $\Delta N_T(Q'_I)$ дает основание сделать заключение о том, что $N'_I(Q'_I)$ — вогнутая кривая с экстремумом-максимумом в точке 4.

На основании имеющихся характеристик $N'_I(Q'_I)$ и $\Delta N_T(Q'_I)$ можно построить зависимость $\eta_T(Q'_I)$ по выражению

$$\eta_T = \frac{N'_I}{N'_I^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta N_T}{N'_I^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta N_T(Q'_I)}{9,81 Q'_I}. \quad (4.39)$$

Из (4.39) следует, что $\eta_T(Q'_I)$ — вогнутая кривая, имеющая максимум в точке 3.

Докажем, что точка 3 лежит между точками 2 и 4. Для этого сначала перестроим полученные на рис. 4.1 характеристики в зависимости от N'_I (рис. 4.2).

Экстремум $N_T(N'_I)$ и $\Delta N_T(Q'_I)$ при $n'_I = \text{const}$ для $H_T = 1$ м достигается при выполнении следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\Delta N_T}{dN'_I} &= \Delta N_T^* + N'_I \frac{d\Delta N_T^*}{dN'_I} = 0; \\ \frac{d\Delta N_T}{dQ'_I} &= 9,81 \left(\Delta N_T^* + Q'_I \frac{d\Delta N_T^*}{dQ'_I} \right) = 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.40)$$

или

$$\left. \begin{aligned} \text{tg } \alpha &= \frac{\Delta N_T^*}{N'_I} = - \frac{d\Delta N_T^*}{dN'_I} = \text{tg } \beta; \\ \text{tg } \alpha &= \frac{\Delta N_T^*}{Q'_I} = - \frac{d\Delta N_T^*}{dQ'_I} = - \text{tg } \beta. \end{aligned} \right\} \quad (4.41)$$

На рис. 4.2 представлена зависимость $\Delta N_T^*(N'_I)$, которая, так же как и $\Delta N_T(N'_I)$, выпукла, по своим характерным точкам взаимнообратно зависимости $\eta_T(N'_I)$, причем кривая $\Delta N_T^*(N'_I)$ более полого, чем $\eta_T(N'_I)$, при одинаковом масштабе ΔN_T^* и η_T . Из

непрерывности и вогнутости $\Delta N_T^*(N'_I)$ и однозначности связи N'_I и Q'_I следует, что точка 2 может быть достигнута только на нисходящей ветви этой кривой, т. е. левее точки 3.

Быстрый рост ΔN_T правее точки 2 ведет к тому, что КПД турбины вначале достигает своего максимума в точке 3, а затем резко снижается, что ведет к уменьшению N'_I при росте Q'_I (рис. 4.1 и 4.2). Действительно, при $N'_I = 9,81 \eta_T Q'_I$ экстремум N'_I по Q'_I достигается при выполнении следующего условия:

$$\frac{dN'_I}{dQ'_I} = 9,81 \left(\eta_T + Q'_I \frac{d\eta_T}{dQ'_I} \right) \quad (4.42)$$

или

$$\text{tg } \alpha = \frac{\eta_T}{Q'_I} = - \frac{d\eta_T}{dQ'_I} = - \text{tg } \beta. \quad (4.43)$$

Условие (4.41) в графическом виде представлено на рис. 4.1. Получение точки 4 возможно только на нисходящей части зависимости $\eta_T(Q'_I)$, где $(d\eta_T/dQ'_I) < 0$. Причем в точке 4 действительно достигается максимум, что следует из отрицательности второй производной η'_I по Q'_I правее точки 3:

$$\frac{d^2 N'_I}{d(Q'_I)^2} = 9,81 \left(2 \frac{d\eta_T}{dQ'_I} + \frac{d^2 \eta_T}{d(Q'_I)^2} \right) < 0. \quad (4.44)$$

Достаточные условия минимума $\Delta N_T(Q'_I)$ в точке 2 и максимума $\eta_T(Q'_I)$ в точке 3 определяются по знаку второй производной. Например, положительность знака второй производной ΔN_T по Q'_I определяет достижение минимума ΔN_T в точке 2.

В точке 3 будут совпадать между собой касательные к характеристикам $\Delta N_T(Q'_I)$, $\Delta N_T(N'_I)$, $Q'_I(N'_I)$ и прямая, проведенная из начала координат к этой точке. Это утверждение следует, например, из анализа следующего условия:

$$\frac{d\eta_T}{dN'_I} = \frac{1}{9,81 (Q'_I)^2} \left(Q'_I - N'_I \frac{dQ'_I}{dN'_I} \right) = 0, \quad (4.45)$$

т. е.

$$\frac{dQ'_I}{dN'_I} = \frac{Q'_I}{N'_I} = \frac{1}{9,81 \eta_T}. \quad (4.46)$$

Из (4.46) также следует, что в точке 3 совпадают между собой по абсолютному значению дифференциальные и удельные показатели турбины, которые для модельного агрегата численно равны $(9,81 \eta_T)^{-1}$ при $H_T = 1$ м.

В точке 2 с минимумом ΔN_T дифференциальный показатель

модельной турбины будет равен $9,81^{-1}$, учитывая, что в этой точке $\frac{d\Delta N_T}{dN'_I} = 0$:

$$q_{TN}^Q = \frac{dQ'_I}{dN'_I} = \frac{1}{9,81} \left(1 + \frac{d\Delta N_T}{dN'_I} \right) = 9,81^{-1}. \quad (4.47)$$

Дифференциальная характеристика $q_{TN}^Q(N'_I)$ выпуклая, непрерывная и монотонно-возрастающая; при этом $q_{TN}^Q > 0$.

Учитывая, что $\Delta N_T = N_T \Delta N_T^*$, $q_{TN}^{\Delta N}$ (N'_I) модельной турбины можно рассчитать по формуле

$$\frac{\Delta N}{N'_I} = \Delta N_T^* + N'_I \frac{d\Delta N_T^*}{dN'_I}. \quad (4.48)$$

Эта характеристика в точке 2 имеет значение $q_{TN}^{\Delta N}$, равное нулю, а в точке 3 оно равно ΔN_T^* . Она выпуклая, монотонно возрастающая.

Монотонно возрастающий характер $q_{TN}^Q(N'_I)$ говорит о том, что зависимость $Q'_I(N'_I)$ — также монотонно возрастающая функция.

Дифференциальная характеристика $q_{TQ}^N(Q'_I)$ и ее вид полностью определяются видом кривой $\Delta N_T(Q'_I)$ и выражением

$$q_{TQ}^N(Q'_I) = \frac{dN'_I}{dQ'_I} = 9,81 \left(1 - \frac{d\Delta N_T}{dQ'_I} \right) = 9,81 (1 - q_{TQ}^{\Delta N}). \quad (4.49)$$

Она вогнута по Q'_I ; в точке 2 $q_{TQ}^N = 9,81$; в точке 3 — произведению $9,81 \eta_T$ (рис. 4.3).

Дифференциальная характеристика $q_{TQ}^{\Delta N}(Q'_I)$ рассчитывается аналогично

$$q_{TQ}^{\Delta N}(Q'_I) = \frac{d\Delta N_T}{dQ'_I} = 9,81 \left[1 - \left(\eta_T + Q'_I \frac{d\eta_T}{dQ'_I} \right) \right]. \quad (4.50)$$

Эта зависимость выпуклая по Q'_I , непрерывная и монотонно возрастающая. В интервале расходов от 0 до $Q_{x,x}$ дифференциальный показатель $q_{TQ}^{\Delta N} = 9,81$; от $Q_{x,x}$ до точки 2 он отрицателен; в точке 2 равен нулю, а в точке 3 $q_{TQ}^{\Delta N} = 9,81(1 - \eta_T)$ при $H_T = 1$ м.

Отметим однозначность всех кривых, построенных на рис. 4.1 и 4.3, где независимая переменная — расход. Кроме того, следует напомнить, что турбины на ГЭС обычно выбираются так, чтобы их реальная предельная мощность была меньше максимально допустимой при этом напоре H_T , т. е. меньше N_T в точке 4.

Перечисленные закономерности изменения энергетических характеристик поворотно-лопастных модельных турбин справедливы и для натуральных и дают возможность проверки корректности построения любых фазовых или универсальных характеристик.

Общий вид фазовых (линейных) характеристик натуральных турбин будет аналогичен виду модельных при замене условий $n'_I = \text{const}$ на соответствующее ему значение $H_T = \text{const}$ (при $n = \text{const}$), Q'_I на Q_T , N'_I на N_T и т. д.

Для радиально-осевых турбин в отличие от поворотно-лопастных характерно наличие одной или нескольких зон с локальным повышением потерь мощности и снижение КПД. Объясняется это наличием режимов с повышенной вибрацией и кавитацией, которые соответствуют малым нагрузкам и расположены до точки 3. В этих зонах рабочие по КПД характеристики радиально-осевых турбин имеют перегиб. Снижение КПД здесь может достигать 2—3 % и более.

Наличие перегиба на $\eta_T(N_T)$ при $H_T = \text{const}$ ведет к появлению нескольких экстремумов на кривых $\Delta N_T(N_T)$ и $\Delta Q_T(N_T)$ (точки 2', 2'' и 2''' на рис. 4.4), где выполняется условие (4.40). В этих же точках $Q_T(N_T)$ имеют касательные, параллельные прямой $\eta_a = 1$, где $N_a^{\text{под}} = N_a$.

Дифференциальная характеристика радиально-осевой турбины при $H_T = \text{const}$ также имеет свои особенности. Например, $q_{TN}^Q = \frac{dQ_T}{dN_T}$ имеет одинаковые значения в точках 2', 2'' и 2''' . Здесь q_{TN}^Q равно $102/H_T$, что следует из выражения

$$q_{TN}^Q = \frac{dQ_T}{dN_T} = \frac{102}{H_T} \left(1 + \frac{d\Delta N_T}{dN_T} \right) \text{ при } H_T = \text{const}. \quad (4.51)$$

В точке 3 (максимум КПД) q_{TN}^Q равен $102/(H_T \eta_T)$ на основе анализа выражения

$$q_{TN}^Q = \frac{dQ_T}{dN_T} = \frac{102}{H_T \eta_T^2} \left(\eta_T - N_T \frac{d\eta_T}{dN_T} \right) \text{ при } H_T = \text{const}. \quad (4.52)$$

Дифференциальные характеристики $q_{TQ}^N(Q)$ будут определяться как обратные функции $q_{TN}^Q(N)$.

Рассмотрим более подробно особенности получения дифферен-

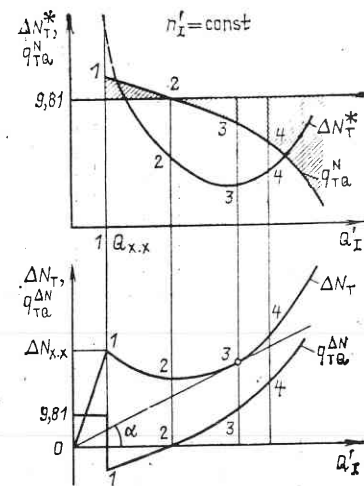


Рис. 4.3. Особые режимные точки модельной поворотно-лопастной турбины

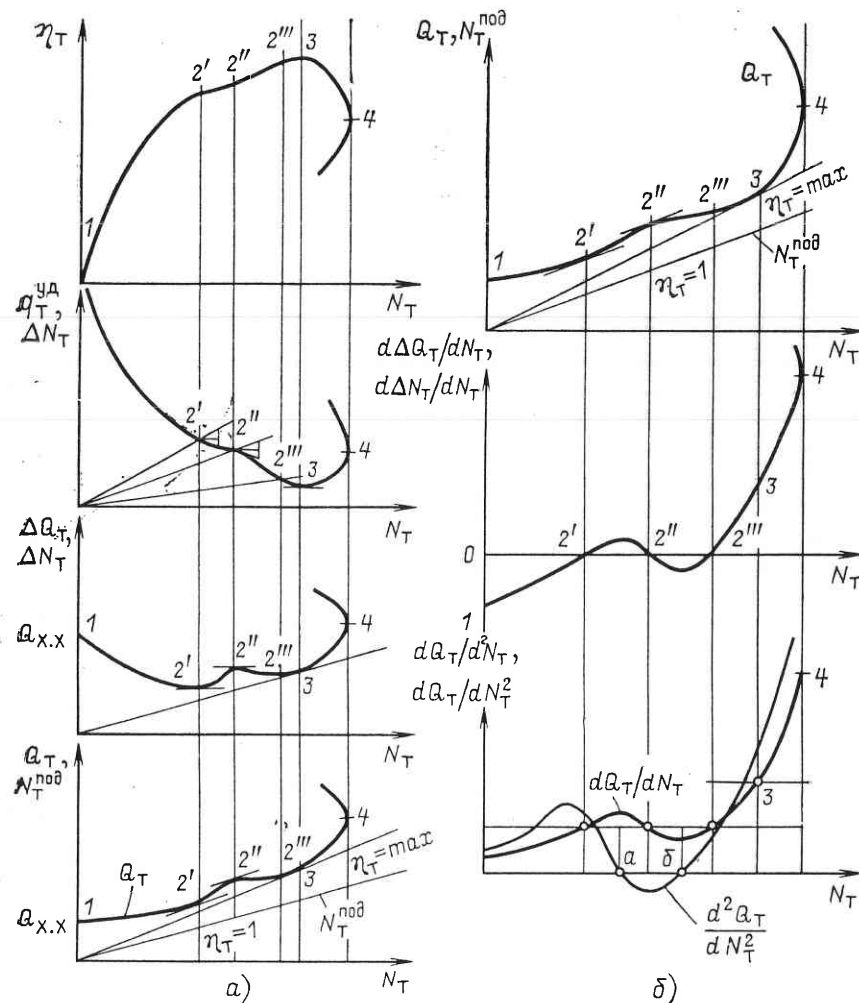


Рис. 4.4. Общий вид основных энергетических характеристик радиально-осевой турбины при $H_T = \text{const}$

циальных характеристик турбины (иногда их называют характеристиками относительных приростов).

В настоящее время наиболее распространены характеристики $q_{TN}^Q(N_T)$ при $H_T = \text{const}$. Из-за отсутствия аналитической зависимости Q_T от N_T расчет их ведется численными методами. Если в качестве q_{TN}^Q использовать отношение приращений δQ к δN_T , то с учетом погрешности $Q_T(N_T)$ в 2—3 % и более погрешность q_{TN}^Q будет в десятки раз больше, что совершенно недопустимо. В связи с этим рекомендуется применять известные математические методы, снижающие эту погрешность. Например, использование в

расчетах q_{TN}^Q характеристик $\eta_T(N_T)$, $\Delta N_T(N_T)$ или $\Delta Q_T(N_T)$, которые дают значительно меньшую погрешность, чем расходные характеристики.

Для расчета q_{TN}^Q рекомендуются выражения (4.51) или (4.52). Входящие в них производные могут быть рассчитаны методом конечных приращений по характеристикам $\Delta N_T(N_T)$ и $\eta_T(N_T)$.

Заметим, что в точке 3 имеется равенство q_{TN}^Q и $q_T^{уд}$, так как здесь

$$q_{TN}^Q = \frac{dQ_T}{dN_T} = \frac{102}{H_T \eta_T} = q_T^{уд} = \frac{Q_T}{N_T}. \quad (4.53)$$

Так как для поворотно-лопастных и диагональных турбин $q_{TN}^Q(N_T)$ — монотонно возрастающая, а кривая $q_T^{уд}(N_T)$ имеет вид параболы с экстремумом-минимумом в точке 3, то, следовательно, левее точки 3 $q_T^{уд} > q_{TN}^Q$, а правее — наоборот. Та же закономерность будет справедлива и для радиально-осевых турбин.

Представление рассмотренных характеристик в зависимости от Q_T не изменит их общего вида, за исключением лишь той особенности, что все они будут однозначными (рис. 4.1 и 4.3).

4.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОАГРЕГАТНОГО БЛОКА

Рассмотренные выше энергетические характеристики турбин предполагают наличие двух основных измеряемых параметров из трех возможных (H_a , Q_a , N_a). Это и определяет необходимость наличия различных переменных в анализе и расчетах режимов ГЭС. Одни наиболее удобны для измерения параметров, другие — для анализа эффективности работы агрегата. Наиболее часто имеется возможность измерения напора и мощности.

Измерение напора $H_a = H_T$ возможно в некоторых случаях только на русловых низконапорных ГЭС. Для приплотинных станций измеряемый напор $H_{гэс}$ равен сумме H_a и $\Delta H_{вод}$. На деривационных станциях с открытой деривацией измеряется $H_{а.бл.}$, а для закрытой деривации — только $H_{г.у.}$

Подобные обстоятельства заставляют иметь энергетические характеристики, включающие в себя не только $\Delta N_a = \Delta N_a(H_a, Q_a)$, но и $\Delta N_{вод}(Q_{вод})$, $\Delta N_{дер}(Q_{дер})$. Здесь учитываются в характеристиках агрегатного блока $\Delta N_{вод}(Q_{вод})$. Общестанционные потери $\Delta N_{дер}(Q_{дер})$ будут учтены при построении характеристик ГЭС в целом (см. гл. 5).

Гидроагрегатный блок обычно включает в себя турбину, генератор и напорный водовод. Для малых агрегатов дополнительно между турбиной и генератором появляется редуктор.

Энергетические характеристики турбин и водоводов рассмотрены выше. Для составления баланса мощности и энергии в агрегат-

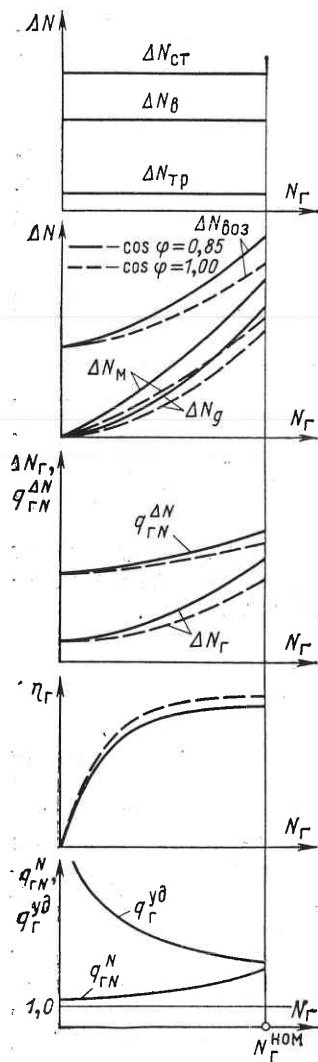


Рис. 4.5. Общий вид основных энергетических характеристик гидрогенератора для разных значений $\cos \varphi$

ном блоке необходимо знать энергетические характеристики гидрогенератора. Последние могут быть получены методом натурных измерений и на действующей ГЭС (в отличие от характеристик турбин).

На рис. 4.5 представлены в общем виде зависимости составляющих потерь в генераторе от N_{Γ} [см. (4.17)]. Если $\Delta N_{\text{ст}}$, $\Delta N_{\text{в}}$ и $\Delta N_{\text{тр}}$, т. е. $\Delta N_{\text{х.х.}}$, постоянны по N_{Γ} , то $\Delta N_{\text{воз}}$ и $\Delta N_{\text{к.з.}}$, т. е. $\Delta N_{\text{м}}$ и $\Delta N_{\text{д}}$, изменяются почти по параболическому закону при росте N_{Γ} . Кроме того, $\Delta N_{\text{к.з.}} = 0$ при $N_{\Gamma} = 0$, тогда как $\Delta N_{\text{воз}} \neq 0$ в этом режиме. Общие потери ΔN_{Γ} также меняются по параболическому закону при росте N_{Γ} . Вследствие этого максимум КПД генератора обычно имеет место при предельном значении N_{Γ} . Экстремум $\eta_{\Gamma}(N_{\Gamma})$ может находиться за пределом $N_{\Gamma}^{\text{ном}}$.

Особенностью характеристик $\Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma})$ и $\eta_{\Gamma}(N_{\Gamma})$ в рабочей зоне нагрузок (не менее $0,5 N_{\Gamma}^{\text{ном}}$) является очень малый диапазон изменения ΔN_{Γ} и η_{Γ} ; как правило, он не превышает 1—3 %. Отсюда малый диапазон изменения и других показателей режима генератора.

На рис. 4.5 представлены и другие энергетические характеристики генератора, построенные на основе использования соотношений (4.18)—(4.22) и особенностей характера изменения ΔN_{Γ} от N_{Γ} . Дифференциальные характеристики генератора на рис. 4.5 построены с использованием следующих выражений (при $\cos \varphi = \text{const}$):

$$q_{\Gamma N}^{\text{под}} = \frac{dN_{\Gamma}^{\text{под}}}{dN_{\Gamma}} = 1 + \frac{d\Delta N_{\Gamma}}{dN_{\Gamma}}, \quad (4.54)$$

или

$$q_{\Gamma N}^{\text{под}} = \frac{dN_{\Gamma}^{\text{под}}}{dN_{\Gamma}} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}^2} \left(\eta_{\Gamma} - N_{\Gamma} \frac{d\eta_{\Gamma}}{dN_{\Gamma}} \right). \quad (4.55)$$

Из (4.54) и (4.55) следует, что $q_{\Gamma N}^{\text{под}} \geq 1$ и монотонно возрастает с увеличением N_{Γ} . Так как $\Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma})$ выпукла, то $q_{\Gamma N}^{\text{под}}(N_{\Gamma})$ тоже выпукла. Характеристика $q_{\Gamma}^{\text{уд}}(N_{\Gamma})$ также выпукла, имеет гиперболический вид. В рабочем диапазоне нагрузок $q_{\Gamma}^{\text{уд}}(N_{\Gamma}) > q_{\Gamma N}^{\text{под}}(N_{\Gamma})$.

Погрешность получаемых характеристик генератора, как правило, не превышает 0,5—1,0 %. На основе имеющихся характеристик потерь мощности в водоводе, турбине и генераторе можно получить энергетические характеристики гидроагрегата и агрегатного блока в целом с использованием (4.23). При этом общий вид энергетических характеристик агрегата определяется турбинными характеристиками, а характеристики блока — агрегатными.

Последовательность расчета полезной мощности агрегатного блока $N_{\Gamma} = N_{\text{а}}$ в зависимости от $Q_{\text{а}} = \text{var}$ при $H_{\text{а.бл}} = \text{const}$ и $\cos \varphi = \text{const}$, т. е. известной $N_{\text{а.бл}}^{\text{под}}(Q_{\text{а}})$, может быть представлена:

$$N_{\text{а.бл}}^{\text{под}}(Q_{\text{а}}) \rightarrow \Delta h_{\text{вод}}(Q_{\text{а}}) \rightarrow \Delta N_{\text{вод}}(Q_{\text{а}}) \rightarrow H_{\text{т}}(Q_{\text{а}}) \rightarrow \Delta N_{\text{т}}(H_{\text{т}}, Q_{\text{а}}) \rightarrow \\ \rightarrow (N_{\Gamma}^{\text{под}} = N_{\text{т}}) \rightarrow \Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma}^{\text{под}}) \rightarrow (N_{\Gamma} = N_{\text{а}}).$$

Поскольку $\Delta N_{\Gamma} = \Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma}^{\text{под}})$, а $N_{\Gamma}^{\text{под}} = N_{\text{т}}$, т. е. определяется $Q_{\text{а}}$ и $H_{\text{т}}$ при заданном $\cos \varphi$, то вместо $\Delta N_{\text{т}}(H_{\text{т}}, Q_{\text{а}})$ и $\Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma}^{\text{под}})$ можно использовать характеристики потерь в агрегате в целом $\Delta N_{\text{а}} = \Delta N_{\text{а}}(H_{\text{т}}, Q_{\text{а}})$.

На рис. 4.6 в графическом виде представлена рассмотренная последовательность расчетов, выражающаяся в суммировании всех потерь в блоке $\Delta N_{\text{а}}$ при заданном значении $Q_{\text{а}}$ и вычитании их из $N_{\text{а.бл}}^{\text{под}}(N_{\text{а.бл}}, Q_{\text{а}})$.

Сказанное выше определяет необходимость наличия в общем случае энергетических характеристик турбины $\Delta N_{\text{т}}(H_{\text{т}}, Q_{\text{т}})$ и генератора $\Delta N_{\Gamma}(N_{\Gamma}^{\text{под}}, \cos \varphi)$. Последние могут быть построены на основе характеристик, рассмотренных на рис. 4.5 с учетом баланса мощности в генераторе (рис. 4.7). Общий вид энергетических характеристик генератора на рис. 4.5 и 4.7 практически аналогичен. Увеличение $\cos \varphi$ генератора ведет к уменьшению общих потерь ΔN_{Γ} . Однако в целом величина ΔN_{Γ} и диапазон ее изменения значительно ниже, чем в турбине.

При изменении напора $H_{\text{т}}$ будут меняться только характеристики турбины. При этом механические потери практически не меняются. Влияние остальных потерь на энергетические показатели турбины и, следовательно, агрегата в целом значительно сложнее. С ростом $H_{\text{т}}$ в зоне малых нагрузок сказывается пропорциональное напору увеличение $\Delta N_{\text{т}}$ и $\Delta N_{\text{а}}$ за счет потерь напора в рабочем колесе и направляющем аппарате. Затем при росте $N_{\text{а}}$ и уменьшении $H_{\text{т}}$ начинают оказывать преобладающее влияние

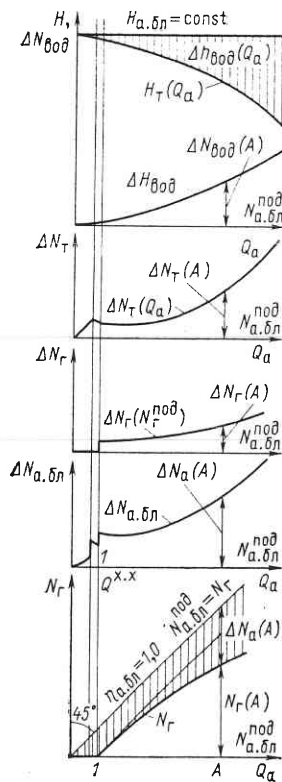


Рис. 4.6. Общий вид энергетических характеристик и баланс мощности агрегатного блока

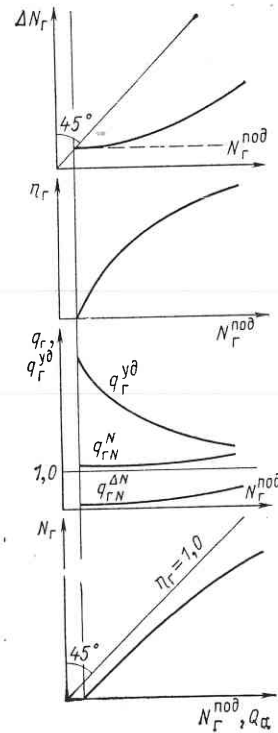


Рис. 4.7. Энергетические показатели агрегата в зависимости от Q_a и $N_a^под$

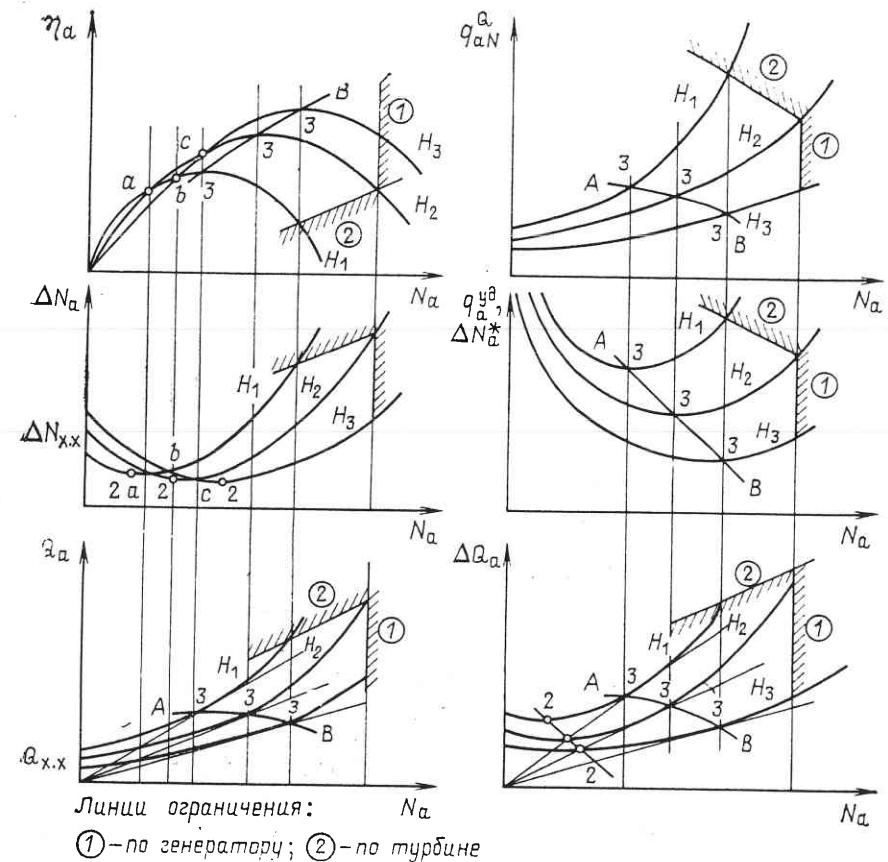


Рис. 4.8. Общий вид основных энергетических характеристик агрегата с поворотной-лопастной турбиной при $H_τ=var$

потери в отсасывающей трубе и потери, связанные с выходной скоростью потока v_5 .

Проведенный анализ графического представления зависимостей ΔN_a при $H_τ=const$ для разных параметров режима показал, что для анализа наиболее удобно использовать преобразованные характеристики потерь, а именно $\Delta Q_a(H_τ, N_a)$.

В качестве примера на рис. 4.8 в общем виде даны основные энергетические характеристики гидроагрегата с поворотной-лопастными и диагональными турбинами при $H_τ=var$ в зависимости от N_a .

Анализ этих характеристик позволяет сделать следующие основные выводы.

При изменении $H_τ$ обратно пропорционально изменяются следующие показатели: ΔQ_a , Q_a , q_{aN}^Q , $q_a^{уд}$. Зависимости $\Delta Q_a(N_a)$, $Q_a(N_a)$, $q_{aN}^Q(N_a)$, $q_a^{уд}(N_a)$ не пересекаются между собой при изменении $H_τ$. Наиболее пологи и обладают наибольшей точ-

ностью в зоне малых нагрузок характеристики $\Delta Q_a(H_τ, N_a)$, где они перемещаются при $H_τ=var$ практически параллельно друг другу. Это дает возможность достаточно обоснованно экстраполировать $\Delta Q_a(H_τ, N_a)$ в зону малых нагрузок для расчета $Q_{x,x}$.

Особенностью характеристик $Q_a(N_a, H_τ)$, $q_{aN}^Q(N_a, H_τ)$ и $\Delta Q_a(N_a, H_τ)$ является и то, что точки 3 с максимальным КПД при $H_τ=var$ лежат практически на одной плавной кривой (кривая AB). Для этих же точек лучи, проведенные из начала координат, должны касаться кривых $Q_a(N_a)$ и $\Delta Q_a(N_a)$ при $H_τ=const$.

Характеристики $\eta_a(N_a)$ и $\Delta N_a(N_a)$ при $H_τ=var$ могут пересекаться друг с другом (точки a, b, c). В указанных точках обязательно должны пересекаться соответствующие характеристики $\eta_a(N_a, H_τ)$ и $\Delta N_a(N_a, H_τ)$.

Особенностью $\Delta N_a(N_a, H_T)$ является то, что при малых нагрузках ΔN_a увеличивается с ростом H_T , а в зоне правее точки 2 — уменьшается. Характер зависимостей $\eta_a(N_a, H_T)$ может быть достаточно произвольным, что затрудняет использование их для анализа энергетических возможностей агрегата в целом.

Выше было показано, что при изменении H_T меняются только характеристики турбины. При этом ее пропускная способность и мощность повышаются с ростом H_T , тогда как предельная мощность генератора не меняется при $\cos \varphi = \text{const}$. В связи с этим вводят понятие расчетного по мощности напора H_p^N , под которым понимают минимальное значение H_T , при котором агрегат может работать с полной установленной мощностью, лимитируемой генератором, т. е. $N_a = N_a^{\text{уст}}$ при $\cos \varphi = \text{const}$. Иными словами,

$$N_a^{\text{макс}}(H_a) = \begin{cases} N_a^{\text{уст}} = N_a^{\text{ном}} & \text{при } H_a \geq H_p^N; \\ N_a^{\text{макс}}(H_a) & \text{при } H_a < H_p^N. \end{cases} \quad (4.56)$$

Разница между $N_a^{\text{уст}}$ и $N_a^{\text{макс}}(H_a)$ при $H_a < H_p^N$ называется связанной по напору мощностью $\Delta N_{\text{связ}}$

$$\Delta N_{\text{связ}}(H_a) = N_a^{\text{уст}} - N_a^{\text{макс}}(H_a). \quad (4.57)$$

Расчетный напор выбирается на основе технико-экономических расчетов. Ему, как правило, соответствует максимальный расход $Q_a = Q_a^{\text{макс}}$, максимальное открытие направляющего аппарата $\alpha_0 = \alpha_0^{\text{макс}}$ и максимальный угол установки лопастей рабочего колеса $\varphi = \varphi^{\text{макс}}$. Пропускная способность поворотно-лопастных и диагональных турбин будет ограничиваться при $H_a < H_p^N$ или $\alpha_0 = \alpha_0^{\text{макс}} = \text{const}$ или предельной мощностью при данном напоре. Снижение H_T ниже H_p^N ведет к уменьшению $Q_a^{\text{пред}}(H_a)$. Расчет $Q_a^{\text{пред}}$ можно вести приближенно по формуле

$$\frac{Q_a^{\text{пред}}(H_a)}{Q_a^{\text{макс}}(H_p^N)} \approx \sqrt{\frac{H_a}{H_p^N}}. \quad (4.58)$$

Предельная мощность радиально-осевых и пропеллерных турбин обычно ограничивается линией 3—5 %-го запаса. Она определяет предельно допустимую мощность турбины по условиям устойчивости работы системы регулирования. Ее координаты можно рассчитать на модельных турбинах и затем пересчетом нанести на характеристики натуральных агрегатов. На рис. 4.8 показаны линии ограничения по турбине и генератору.

При правильно выбранном H_p^N можно отметить следующие особенности изменения энергетических параметров агрегата на линии ограничения. На характеристиках $\Delta N_a(N_a, H_T)$, $Q_a(N_a, H_T)$ и $\Delta Q_a(N_a, H_T)$ расчетному напору соответствует максимальное значение соответствующего параметра агрегата. На характеристиках $q_{aN}^Q(N_a, H_T)$, $q_{aT}^{yN}(N_a, H_T)$ максимальное значение

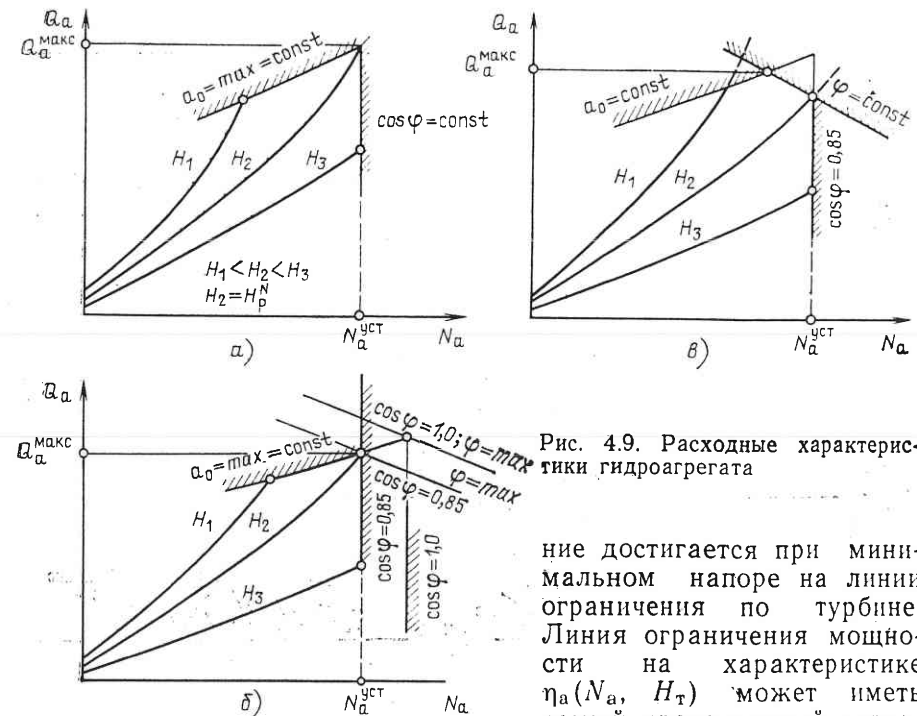


Рис. 4.9. Расходные характеристики гидроагрегата

ние достигается при минимальном напоре на линии ограничения по турбине. Линия ограничения мощности на характеристике $\eta_a(N_a, H_T)$ может иметь самый произвольный характер. Следует отметить об-

щую особенность линии ограничения по турбине на рис. 4.8 — она практически прямолинейна по N_a .

Правильно выбранный расчетный напор H_p^N совпадает с точкой пересечения линии предельной мощности по турбине (обычно $\alpha_0 = \text{max}$) и генератору $N_a^{\text{уст}}$. Для поворотно-лопастных и диагональных турбин через эту точку проходит и изолиния $\varphi = \text{max}$ (рис. 4.9, а и б). На рис. 4.9, в приведен случай недостаточно корректного выбора H_p^N . На рис. 4.9, б показано влияние $\cos \varphi$ на предельные показатели гидроагрегата. Увеличение $\cos \varphi$ с 0,85 до 1 дает возможность увеличить активную мощность ГЭС. Однако подобное мероприятие должно сочетаться в ряде случаев с установкой в системах дополнительных источников реактивной мощности.

Наиболее полная картина особенностей энергетических характеристик агрегата или агрегатного блока получается при использовании их эксплуатационных характеристик в координатах H_a, N_a или H_a, Q_a в зависимости от целей и задач расчетов (рис. 4.10). На них обычно наносятся изолинии $H_s = \text{const}$, иногда $Q_a = \text{const}$ или $N_a = \text{const}$, а также $\alpha_0 = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$. Для плотинных и деривационных ГЭС вместо H_T на эксплуатационных характеристиках используется $H_{a.б.л}$ или $H_{г.у}$.

Весьма эффективным может оказаться использование в рас-

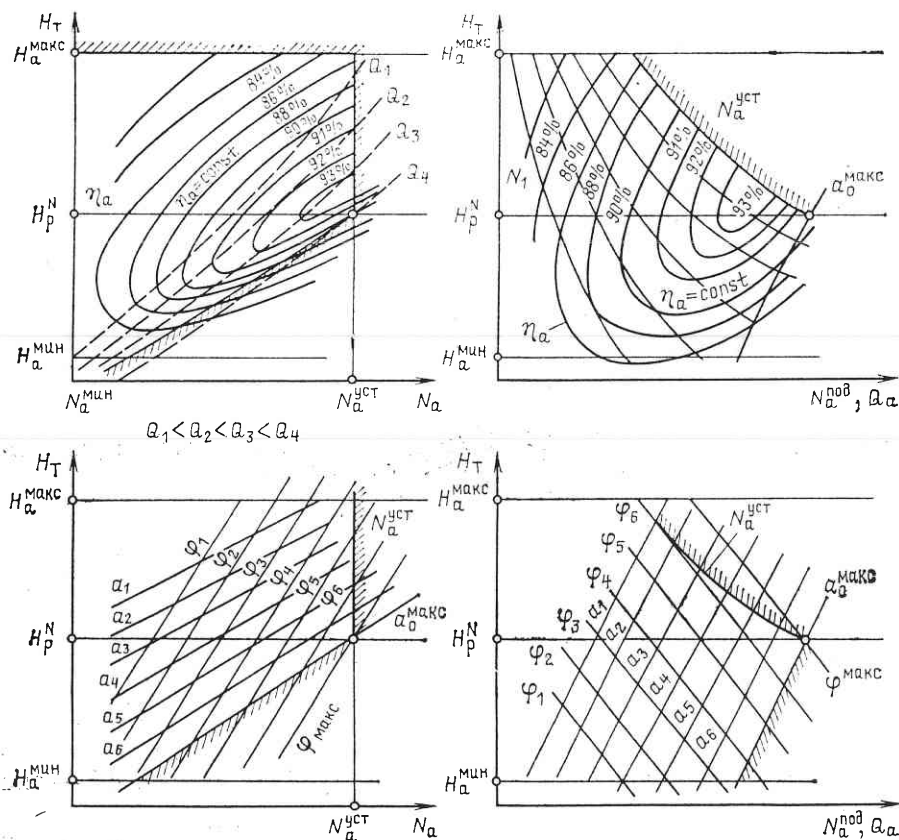


Рис. 4.10. Эксплуатационные характеристики гидроагрегата

четах и характеристик $H_a(\Delta Q_a, N_a)$, если учитывать их устойчивый характер (рис. 4.8). Наконец, следует заметить нелинейный характер представления линии ограничения мощности агрегата в координатах (H_a, Q_a) или $(H_a, N_a^{\text{под}})$ (рис. 4.10).

Энергетические характеристики агрегатов с ковшовыми турбинами строятся для агрегатного блока или ГЭС в целом в зависимости от возможности изменения $H_{a, \text{бл}}$ или $H_{г.у.}$. Вид их во многом аналогичен рассмотренным выше для диагональных и поворотно-лопастных турбин при $H_T = \text{const}$. При большой деривации и длинных водоводах доля $\Delta N_{\text{дер}}$ и $\Delta N_{\text{вод}}$ может превышать ΔN_a . Из-за больших напоров и малых расходов удельные и дифференциальные показатели подобных ГЭС самые низкие, вследствие чего возрастает значимость задачи эффективного использования расхода. Энергетические показатели ковшовых турбин незначительно меняются по напору.

С учетом сказанного выше, а также опыта расчетов и анализа использования энергетических характеристик гидроагрегатов мож-

но сделать некоторые обобщающие выводы и рекомендации, которые следует учитывать при изучении энергопроцесса на ГЭС.

1. Ввиду того что энергетический процесс в гидроагрегате определяется большим числом факторов, изучение его возможно только методами системного анализа, т. е. с учетом всех влияющих факторов.

2. Анализ корректности расчетов энергетических характеристик гидроагрегатов следует вести с помощью метода особых режимных точек путем представления характеристик в разных координатах. Лучше всего для этого использовать N_a и $N_a^{\text{под}}$ в зависимости от постановки решаемой задачи.

3. Большое значение для проверки корректности расчета энергетических характеристик гидроагрегата имеют зависимости потерь мощности ΔN_a и особенно потерь расхода ΔQ_a от N_a и $N_a^{\text{под}}$. Отличительной особенностью характеристик $\Delta Q_a(N_a, H_a)$ и $\Delta Q_a(N_a^{\text{под}}, H_a)$ является отсутствие пересечений между собой зависимостей $\Delta Q_a(N_a)$ и $\Delta Q_a(N_a^{\text{под}})$ для разных значений напора. Это обстоятельство можно широко использовать для проверки правильности расчетов основных энергетических характеристик агрегата. Аналогичным свойством обладают и дифференциальные характеристики агрегатов при разных напорах.

4. Дифференциальные характеристики (или характеристики относительных приростов) агрегата можно рассчитывать только по η_a , ΔN_a и ΔQ_a . Исследования показали, что наиболее эффективно в общем случае использование зависимости ΔQ_a от N_a или $N_a^{\text{под}}$. Объясняется это тем, что они (ΔQ_a) обладают большей «чувствительностью» по сравнению с ΔN_a и тем более η_a .

Для удобства анализа расчетных соотношений ниже приводятся формулы для расчета дифференциальных характеристик гидроагрегата по η_a , ΔN_a и ΔQ_a при $H_a = \text{const}$:

$$q_{aN}^Q(N_a) = \frac{dQ_a}{dN_a} = \frac{102}{H_a \eta_a^2} \left(\eta_a - N_a \frac{d\eta_a}{dN_a} \right) = \frac{102}{H_a} \left(1 + \frac{d\Delta N_a}{dN_a} \right) = \frac{102}{H_a} \left(1 + \frac{H_a}{102} \frac{d\Delta Q_a}{dN_a} \right) = \frac{1}{q_{aQ}^N(N_a(Q_a))}; \quad (4.59)$$

$$q_{aQ}^N(Q_a) = \frac{dN_a}{dQ_a} = \frac{H_a}{102} \left(\eta_a + Q_a \frac{d\eta_a}{dQ_a} \right) = \frac{H_a}{102} - \frac{d\Delta N_a}{dQ_a} = \frac{H_a}{102} \left(1 - \frac{d\Delta Q_a}{dQ_a} \right) = \frac{1}{q_{aN}^Q(Q_a(N_a))}; \quad (4.60)$$

$$q_{aN^{\text{под}}}^N(N_a^{\text{под}}) = \frac{dN_a}{dN_a^{\text{под}}} = 1 - \frac{d\Delta N_a}{dN_a^{\text{под}}} = \eta_a + N_a^{\text{под}} \frac{d\eta_a}{dN_a^{\text{под}}} = 1 - \frac{H_a}{102} \frac{d\Delta Q_a}{dN_a^{\text{под}}} = \frac{1}{q_{aN^{\text{под}}}^Q(N_a^{\text{под}}(N_a))}; \quad (4.61)$$

$$q_{aN}^{\text{под}}(N_a) = \frac{dN_a^{\text{под}}}{dN_a} = 1 + \frac{d\Delta N_a}{dN_a} = \frac{1}{\eta_a^2} \left(\eta_a - N_a \frac{d\eta_a}{dN_a} \right) =$$

$$= 1 + \frac{H_a}{102} \frac{d\Delta Q_a}{dN_a} = \frac{1}{q_{aN}^{\text{под}}(N_a (N_a^{\text{под}}))}. \quad (4.62)$$

Из (4.59) — (4.62) следует, что наличие характеристики потерь расхода и мощности в гидроагрегате при разных значениях напора H_a позволяет не только оценить корректность самих расчетов любых дифференциальных характеристик гидроагрегата, но и производить любые балансовые расчеты на ГЭС.

Можно подвести и некоторый общий итог изложенному в гл. 1—4, в которых последовательно рассмотрены особенности энергетических характеристик каждого этапа технологического процесса преобразования энергии на ГЭС. *Расчет энергетических показателей и характеристик ГЭС для любой гидравлической схемы наиболее удобно вести по характеристикам потерь мощности (или расхода) при общем параметре — расходе. Эти характеристики являются типовыми для каждого этапа процесса преобразования энергии на ГЭС.* В этом случае учет любой особенности гидравлической схемы ГЭС вызовет лишь появление дополнительного слагаемого в общей расчетной формуле, характеризующей баланс энергии на ГЭС [см. (1.8) и (1.9), рис. 2.3 и гл. 4].

Глава 5

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Гидроэлектростанция — промышленное предприятие, использующее «сырье» — гидроэнергоресурсы — для «переработки» его в другой вид продукции — электроэнергию. Как хозяйственное предприятие ГЭС стремится наиболее рационально с своей точки зрения использовать ограниченные по объему и регламентированные во времени запасы гидроэнергоресурсов. При этом ГЭС одновременно с другими электростанциями участвует в покрытии общей нагрузки энергосистемы в целом. Это заставляет рассматривать задачу оптимизации режима ГЭС как общесистемную, неразрывно связанную с особенностями всего электроэнергетического производства.

Учитывая иерархию управления в электроэнергетике, задачу оптимизации режима можно условно разделить на несколько этапов, взаимосвязанных переменными во времени и пространстве.

Для самых верхних уровней управления в электроэнергетике последовательно решаются следующие задачи расчета: оптимального длительного режима, затем краткосрочного режима ГЭС и наконец, для уровня самой гидроэлектростанции — оптимального внутривыпускного режима ее основного оборудования. Первые

две задачи общесистемные; они будут рассмотрены в гл. 10 и 11. Здесь остановимся на третьей задаче, решаемой для установившихся, нормальных условий работы гидроагрегатов и являющейся основной информационной базой для всех других задач.

Основная цель этой задачи — оптимальным способом реализовать заданный для ГЭС с верхних уровней управления план ее работы в виде графика отдачи по мощности или расходу. При этом, естественно, критерий оптимальности, используемый в данной задаче, должен быть неразрывно связан с общественными критериями, используемыми на верхних ступенях управления.

Энергетические характеристики ГЭС могут быть представлены как связи абсолютных или относительных показателей гидроэлектростанции, полученные как результат решения задачи внутривыпускной оптимизации.

Наряду с учетом различных ограничений, диктуемых участниками водохозяйственной системы, и мероприятиями по охране водных ресурсов, снижающих эффективность внутривыпускной оптимизации, необходим учет особенностей технологического процесса производства на самой ГЭС. Сюда относятся изменения во времени уровней верхнего и нижнего бьефов, типа агрегатов и схемы ГЭС, разного рода технологические ограничения режима гидроагрегата и т. д. В частности, необходимо учитывать ограничения режимов гидроагрегата по пропускной способности турбины для напоров ниже расчетного, а для напоров выше расчетного — по генератору (гл. 4). Для насосного режима обратимых радиально-осевых машин для заданной характеристики напорной сети возможен только один режим по расходу. Немаловажное значение имеют ограничения режимов работы турбин и насосов по условиям кавитации.

Необходимо, наконец, учитывать гидравлическую схему ГЭС, ее возможности в регулировании расхода и мощности. Существенное влияние оказывает и схема электрической коммутации агрегатов ГЭС на генераторном напряжении. Так, например, на Саратовской ГЭС одним выключателем объединяются сразу два агрегата. На Киевской и Каневской ГЭС один выключатель приходится сразу на четыре агрегата. Следовательно, даже при одинаковых характеристиках отдельных агрегатов вывод в ремонт одного или нескольких из них в блоке приводит в целом для ГЭС к задаче с разнотипными характеристиками блоков, объединенных одним выключателем.

Таким образом, задача оптимизации внутривыпускного режима весьма сложна, она может быть отнесена к классу целочисленных задач нелинейного программирования и общего решения не имеет, и наиболее правильно рассматривать ее как задачу векторной оптимизации.

Но непосредственно на ГЭС происходит лишь преобразование механической энергии воды в электрическую при разных условиях работы станции в составе энергетической и водохозяйственных систем. Поэтому для лучшего понимания общих закономерностей

и особенностей организации эффективного внутростанционного режима ГЭС целесообразно рассматривать не несколько, а один наиболее показательный для станции критерий оптимальности, вытекающий из особенностей гидроэлектростанции как промышленного предприятия. Такими критериями могут быть, например, минимум расхода сырья (материалоемкости), т. е. подведенной энергии ГЭС, или минимум потерь энергии на ГЭС, т. е. максимум КПД ГЭС для заданного периода T и заданных условий работы гидроэлектростанции в начальный t_0 и конечный t_K моменты этого периода. При этом должны быть учтены основные ограничения режима, определяемые особенностями технологии производства на ГЭС. В ряде случаев можно воспользоваться и критерием минимума расхода или стока ГЭС.

Задача оптимизации внутростанционного режима ГЭС в условиях функционирования развитой ОАСУ «Энергия» реализуется средствами АСУ ГЭС и имеет несколько основных подзадач, в том числе планирование суточного режима и коррекция его с учетом изменения условий работы ГЭС в энергосистеме. Математическое различие между этими подзадачами определяется только расчетным периодом, что позволяет рассматривать общую постановку задачи, дополняя ее затем детальным анализом особенностей разных ГЭС.

От корректности учета в АСУ ГЭС всех особенностей технологического процесса во многом зависит и эффективность использования гидроэнергоресурсов в целом, что придает задаче оптимизации внутростанционных режимов особое значение и важность на современном этапе развития гидроэнергетики.

5.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС С РАЗНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Поскольку энергетические характеристики ГЭС получаются в результате решения задачи оптимизации внутростанционного режима, от постановки и методов ее решения будут зависеть общий вид и закономерности указанных характеристик.

Математически основная задача оптимизации внутростанционного режима одиночной ГЭС с агрегатами, различающимися энергетическими характеристиками, может быть представлена в следующем виде: для рассматриваемого периода $T = t_K - t_0$ найти такое число включенных под нагрузку гидроагрегатов $z^0(t)$, их состав $s^0(t)$ и распределение заданного графика активной и реактивной нагрузок ГЭС $N_{ГЭС}^{зад}(t)$ и $\theta_{ГЭС}^{зад}(t)$, которые бы отвечали экстремуму принятого критерия оптимальности при известных ограничениях режимов агрегатов. Предполагаются заданными состояния режимов оборудования и бьефов ГЭС в начальный t_0 и конечный t_K моменты периода T , энергетические характеристики агрегатов, характеристики бьефов, схема электрических соединений гидроагрегатов и гидравлическая схема ГЭС.

В качестве основных одноцелевых критериев оптимальности могут использоваться следующие:

минимум подведенной к ГЭС энергии за период T

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(T) = \int_{t_0}^{t_K} N_{ГЭС}^{под}(t) dt = \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=0}^{s^0} N_{ai}^{под}(t) dt \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

где

$$N_{ai}^{под} = 9,81 Q_{ai} H_{ai}; \quad (5.2)$$

минимум потерь энергии на ГЭС за период T или максимум КПД

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{ГЭС}(T) &= \int_{t_0}^{t_K} \Delta N_{ГЭС}(t) dt = \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=0}^{s^0} \Delta N_{ai}(t) dt = \\ &= 9,81 \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=0}^{s^0} Q_{ai}(t) H_{ai}(t) (1 - \eta_{ai}(t)) dt \rightarrow \min; \end{aligned} \quad (5.3)$$

минимум стока через ГЭС с учетом пусковых потерь $\Delta Q_{п.}$, потерь на холостой ход $\Delta Q_{х.х}$ и протечек воды через неплотности направляющего аппарата в режиме синхронного компенсатора $\Delta Q_{с.к}$

$$\begin{aligned} W_{ГЭС}(T) &= \\ &= \int_{t_0}^{t_K} Q_{ГЭС}(t) dt = \int_{t_0}^{t_K} \left[\sum_{i=0}^{s^0} (Q_{ai}(t) + \Delta Q_{pi}(t) + Q_{х.хi}(t) + \Delta Q_{с.ки}(t)) \right] dt \rightarrow \min. \end{aligned} \quad (5.4)$$

В общем случае многоцелевой критерий оптимальности может быть представлен в векторной форме. Здесь же в основном будут рассматриваться критерии оптимальности вида (5.1), (5.2), (5.4) или их частные выражения, такие как

$$N_{ГЭС}^{под}(t) \rightarrow \min; \quad (5.5)$$

$$\Delta N_{ГЭС}(t) \rightarrow \min; \quad (5.6)$$

$$\eta_{ГЭС}(t) \rightarrow \max; \quad (5.7)$$

$$(Q_{ГЭС}(t) \wedge \Delta Q_{ГЭС}(t)) \rightarrow \min. \quad (5.8)$$

В качестве ограничений типа равенства обычно принимают баланс активных и реактивных мощностей ГЭС

$$N_{ГЭС}^{зад}(t) - \sum_{i=0}^{z^0, s^0} N_{ai}(t) = \varphi(t) = 0; \quad (5.9)$$

$$\theta_{ГЭС}^{зад}(t) - \sum_{i=0}^{z^0, s^0} \theta_{ai}(t) = \psi(t) = 0. \quad (5.10)$$

В качестве ограничений типа неравенства учитываются ограничения по активной мощности гидроагрегата или ГЭС в целом

$$N_{ai}^{\min}(t) \leq N_{ai}(t) \leq N_{ai}^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, k; \quad (5.11)$$

$$N_{ГЭС}^{\min}(t) = \sum_{i=0}^{z^0, s^0} N_{ai}^{\min}(t) \geq N_{ГЭС}^{\max}(t) \quad (5.12)$$

или по расходу

$$Q_{ГЭС}^{\min}(t) = \sum_{i=0}^{z^0, s^0} Q_{ai}^{\min}(t) \geq Q_{ГЭС}^{\max}(t). \quad (5.13)$$

Предельные нагрузки агрегатов определяются как их пропускной способностью (гл. 4), так и экономическими ограничениями при малой их нагрузке. На ГЭС в целом могут накладываться ограничения по пропускной способности линий электропередачи, по требованиям ВХС и т. д.

Ограничения типа неравенства по реактивной нагрузке в основном определяются устойчивостью режима энергосистемы и зависят от ГЭС в целом, а не от каждого агрегата. Ограничения по допустимому максимальному числу пусков-остановок агрегата за период T определяются требованиями обеспечения надежности работы гидроагрегатов.

Возможны и другие ограничения, определяемые многочисленными особенностями режимов каждой ГЭС. Возможны также изменения и в самой постановке задачи. Например, вместо $N_{ГЭС}^{\max}$ и $Q_{ГЭС}^{\max}$ может быть задан режим пусков ГЭС, т. е. $Q_{п.б}(t)$ за $T = t_k - t_0$. Это задача, обратная рассмотренной. Тогда в качестве критерия оптимальности можно использовать максимум выработки ГЭС за период T

$$Э_{ГЭС}(T) = \int_{t_0}^{t_k} N_{ГЭС}(t) dt = \int_{t_0}^{t_k} \sum_{i=0}^{z^0, s^0} N_{ai}(t) dt \rightarrow \max \quad (5.14)$$

или его частный случай

$$N_{ГЭС}(t) \rightarrow \max.$$

Очевидно, что основная и обратная задачи взаимосвязаны и взаимозаменяемы.

Проанализируем представленную постановку основной задачи. Во-первых, она целочисленная, так как в решении возможно рассматривать пуск-остановку только целого агрегата. Во-вторых, для заданного числа и состава агрегатов она нелинейна в силу нелинейности энергетических характеристик агрегатов ГЭС (гл. 4). В-третьих, она имеет большую размерность для многоагрегатных ГЭС ($z > 10 \div 12$), когда число возможных вариантов состава только для одного расчетного интервала исчисляется сотнями, а для всего периода T — многими тысячами.

Отсюда можно сделать общий вывод — основная задача с разнотипными агрегатами не имеет общего решения в аналитическом виде и в каждом частном случае может быть решена только численным путем с привлечением методов математического программирования, например динамического программирования или метода ветвей и границ.

Остановимся на анализе этой задачи, ее особенностях в постановке и реализации для разных типов ГЭС и условий их работы при некоторых допущениях, вытекающих из физико-математического смысла задачи.

Представим для этого последовательность решения задачи в следующем виде. Зададимся рядом значений числа работающих агрегатов z_j для данной отдачи $N_{ГЭС}^{\max}$ в диапазоне от 0 до k . Для каждого числа включенных агрегатов рассмотрим все возможные варианты состава агрегатов. В результате получим некоторое множество вариантов включенных агрегатов для покрытия $N_{ГЭС}^{\max}$, которое по z_j определяется как $j=0, 1, 2, \dots, k$, по составу — для каждого j — число сочетаний из k по z_j , т. е. C_k^j . Для каждого элемента этого множества, т. е. z_j, s_l , где l — номер состава $l=1, 2, \dots, C_k^j$, найдем оптимальное распределение нагрузки $N_{ГЭС}^{\max}$ между включенными агрегатами. Тогда получим в целом множество частных решений, определенных на множестве пар z_j, s_l . Решением общей задачи будет элемент множества с экстремальным значением заданного критерия оптимальности.

Таким образом, можно выделить два этапа (задачи) решения основной задачи:

- 1) поиск частного оптимального решения для заданного числа и состава агрегатов;
- 2) поиск оптимального решения для всей задачи в целом при известных частных решениях задачи.

Эти этапы отличаются друг от друга возможностями использования различных математических методов для их решения. Для задачи 1 в зависимости от конкретных условий можно применять как классические методы решения экстремальных задач в дифференциальном исчислении, так и методы математического программирования (вариационное исчисление, принцип максимума Понтрягина и др.). Для задачи 2 могут использоваться только методы целочисленного программирования.

Особенностью рассматриваемой общей задачи является также и существенная зависимость эффективности выбранного метода для ее решения от вида ГЭС по способу создания напора (плотинная, деривационная), участия ГЭС в регулировании нагрузки (без регулирования, с регулированием) и других факторов. Наиболее значительным показателем режима ГЭС является изменение напора на ГЭС или агрегатах во времени.

Задача 1. Для случая постоянного напора агрегатов $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$ при заданном графике $N_{ГЭС}(t)$ и ограничениях вида (5.9) и (5.11). При условии постоянного напора агрегатов

их режимы будут независимы друг от друга. Это позволяет использовать в качестве критериев оптимальности условия (5.5) — (5.8). Так как показатели режима для этих критериев будут одинаковы (различие лишь в их численном значении), то рассмотрим один из них, наиболее представительный с нашей точки зрения, — минимум расхода $Q_{гэс}(t)$ (5.8).

Тогда задачу можно классифицировать как задачу Лагранжа на условный экстремум в дифференциальном исчислении. Для решения ее необходимо организовать такую целевую функцию Φ , которая бы учитывала ограничения (5.9) и (5.11). Учтем ограничения вида (5.9) введением неопределенных нетривиальных множителей Лагранжа $\lambda(t) > 0$, а ограничения (5.11) — штрафной функции Π

$$\Phi = Q_{гэс}(t) + \lambda(t) \left[N_{гэс}(t) - \sum_{i=0}^{z^0} N_{ai}(t) \right] + \Pi \rightarrow \min; \quad (5.15)$$

$$\Pi = 0,5 \left[\sum_{i=0}^{z^0} \mu_i (N_{ai}^{\min}(t) - N_{ai}(t))^2 \text{sign}(N_{ai}^{\min}(t) - N_{ai}(t)) + \sum_{i=0}^{z^0} \gamma_i (N_{ai}(t) - N_{ai}^{\max}(t))^2 \text{sign}(N_{ai}(t) - N_{ai}^{\max}(t)) \right], \quad (5.16)$$

где μ_i и γ_i , $i = 1, 2, \dots, z^0$ — постоянные множители (эмпирические); $\text{sign}(f(x) - f^{\max}(x)) = \text{sign } u$; $\text{sign}(f^{\min}(x) - f(x)) = \text{sign } u$ — функция-сигнатура, определяемая соотношениями

$$\text{sign } u = \begin{cases} 1 & \text{при } u \geq 0; \\ 0 & \text{при } u < 0. \end{cases} \quad (5.17)$$

Необходимое условие экстремума (5.15) можно найти на основе решения следующих уравнений:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial N_{ai}} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z^0 \quad (5.18)$$

и балансового условия (5.9). Таким образом, для $(z^0 + 1)$ -го переменного $N_{ai}(t)$ и $\lambda(t)$ имеем $z^0 + 1$ уравнение. Если эти уравнения несовместны и имеется решение исходной задачи, то оно будет соответствовать и решению (5.15).

Поскольку при $H_a = \text{const}$ режимы агрегатов взаимонезависимы, то условие (5.18) приобретет вид

$$\frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}} - \lambda(t) + \frac{\partial \Pi}{\partial N_{ai}} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z^0 \quad (5.19)$$

или

$$\frac{\partial Q_{a1}^*}{\partial N_{a1}} = \frac{\partial Q_{a2}^*}{\partial N_{a2}} = \dots = \frac{\partial Q_{az^0}^*}{\partial N_{az^0}} = \lambda(t), \quad (5.20)$$

где

$$\frac{\partial Q_{ai}^*}{\partial N_{ai}} = \frac{\partial Q_{ai}}{\partial N_{ai}} - \mu_i (N_{ai}^{\min} - N_{ai}) \text{sign}(N_{ai}^{\min} - N_{ai}) + \gamma_i \times (N_{ai} - N_{ai}^{\max}) \text{sign}(N_{ai} - N_{ai}^{\max}). \quad (5.21)$$

Уравнение (5.20) отражает равенство дифференциальных показателей режима агрегата при условии задания их и использования ранее принятых обозначений в следующем виде при $q_{aN}^Q \equiv q_a$:

$$q_{ai}(N_{ai}) = \begin{cases} q_{ai}(N_{ai}) - \mu_i (N_{ai}^{\min} - N_{ai}) & \text{при } N_{ai} \leq N_{ai}^{\min}; \\ q_{ai}(N_{ai}) & \text{при } N_{ai}^{\min} < N_{ai} < N_{ai}^{\max}; \\ q_{ai}(N_{ai}) + \gamma_i (N_{ai} - N_{ai}^{\max}) & \text{при } N_{ai} \geq N_{ai}^{\max}. \end{cases} \quad (5.22)$$

При $\mu_i \rightarrow \infty$ и $\gamma_i \rightarrow \infty$ (фиксация N_{ai} на предельных значениях) получаем следующую форму представления характеристик $q_a(N_a)$ с учетом (5.11):

$$q_{ai}(N_{ai}) = \begin{cases} -\infty & \text{при } N_{ai} \leq N_{ai}^{\min}; \\ q_a(N_a) & \text{при } N_{ai}^{\min} < N_{ai} < N_{ai}^{\max}; \\ +\infty & \text{при } N_{ai} \geq N_{ai}^{\max}. \end{cases} \quad (5.23)$$

В этом случае необходимое условие оптимального распределения нагрузки $N_{гэс}(t)$ для заданного состава из z работающих агрегатов по критерию (5.8) примет вид

$$q_{a1}(N_{a1}(t)) = \dots = q_{az}(N_{az}(t)) = q_{гэс}(N_{гэс}(t)) = \lambda(t). \quad (5.24)$$

Расходная характеристика ГЭС, построенная по условию (5.24), всегда будет обеспечивать покрытие заданной $N_{гэс}$ с минимальным (т. е. оптимальным) расходом $Q_{гэс}^0$. В качестве иллюстрации

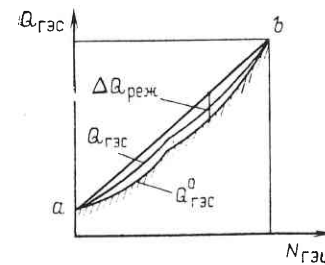


Рис. 5.1. Расходная характеристика двухагрегатной ГЭС при различных способах распределения нагрузки

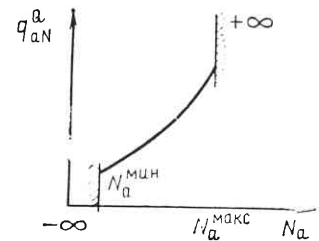


Рис. 5.2. Дифференциальная характеристика гидроагрегата при $H_a = \text{const}$

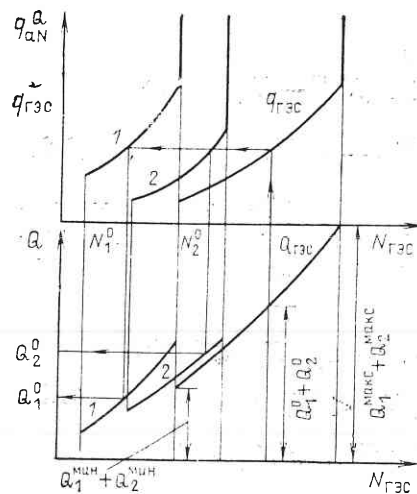


Рис. 5.3. Оптимальное распределение нагрузки между двумя гидроагрегатами по дифференциальным характеристикам

люстрации на рис. 5.1 представлены в общем виде расходные характеристики двухагрегатной ГЭС для оптимального ($Q_{гэс}^0$) и неоптимального ($Q_{гэс}$) способов распределения $N_{гэс}$. Как видно, при заданном произвольном значении $Q_{гэс}$ оптимальная характеристика $Q_{гэс}^0(N_{гэс})$ обеспечивает получение самого максимального $N_{гэс}$ из всех возможных, т. е. решается задача, обратная поставленной. Вследствие этого в дальнейшем будет рассматриваться для удобства пояснения физического смысла прямая или обратная задача.

Достаточность получения минимума $Q_{гэс}$ при заданной мощности $N_{гэс}$ обеспечивается только при выпуклых дифференциальных характеристиках агрегатов $q_{aN}(N_a)$ при $H_a = \text{const}$. В качестве примера на рис. 5.2 показана подобная характеристика с учетом в ней ограничений типа неравенства (5.23).

На рис. 5.3 показана последовательность решения задачи I для двух включенных агрегатов с выпуклыми характеристиками q_{aN} при $H_a = \text{const}$ для $N_{гэс} = A$.

На рис. 5.4 показана реализация условия (5.24) по характеристикам $\Delta Q_a(N_a)$ для двух агрегатов. Из него следует, что любое отклонение от условия (5.24) ведет к появлению дополнитель-

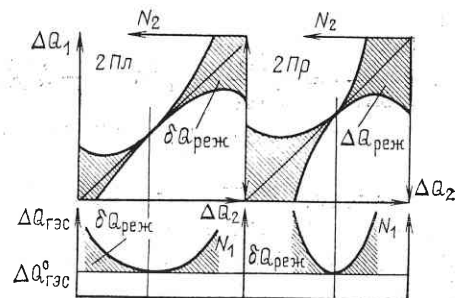


Рис. 5.4. Режимные потери расхода при неоптимальном распределении нагрузки

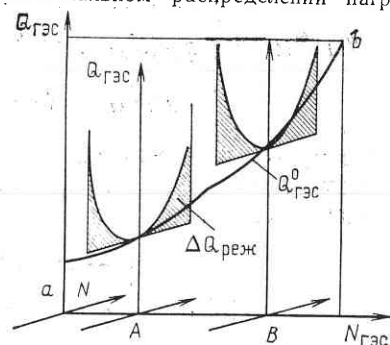


Рис. 5.5. Оптимальная расходная характеристика трехагрегатной ГЭС

ных режимных потерь

$$\Delta Q_{\text{реж}} = Q_{гэс}^{\text{факт}} - Q_{гэс}^0, \quad (5.25)$$

где $Q_{гэс}^0$ — оптимальный (минимальный) расход ГЭС при заданной нагрузке $N_{гэс}$. Режимные потери будут тем больше, чем более выпуклы характеристики $\Delta Q_a(N_a)$.

На рис. 5.5 путем введения дополнительной координаты N_{a1} показано, что $Q_{гэс}^0(N_{гэс})$ является геометрическим местом точек, соответствующих минимуму $Q_{гэс}$ для заданного $N_{гэс}$.

Учет потерь мощности в водоподводящих сооружениях. Рассмотрим случай, когда $H_{гэс}(t) = H_{a.бл}(t) = \text{const}$ (приплотинная ГЭС с $z_{в.б} = \text{const}$ и $z_{н.б} = \text{const}$). Здесь существенную роль играет схема подвода воды к агрегатам ГЭС. Она будет определять собой дополнительные потери мощности и приведет к неравенству напоров на разных агрегатах.

Для получения решения при $H_{гэс}(t) = H_{a.бл}(t) = \text{const}$ весьма эффективно использовать характеристики потерь мощности в элементах ГЭС при обратной постановке задачи, т. е. заданном графике $Q_{гэс}(t)$.

Пусть на ГЭС имеются агрегаты с блочной гидравлической схемой подвода воды к ним и разными характеристиками напорных водоводов: $\Delta H_{водi}(Q_{ai})$, где $\Delta H_{вод} = kQ_a^m$. Потери мощности в напорных водоводах рассчитываются по формуле

$$\Delta N_{вод} = 9,81 Q_a H_{вод} = 9,81 k Q_a^{m+1}. \quad (5.26)$$

Очевидно, оптимальным распределением $Q_{гэс}$ при $H_{a.бл} = \text{const}$ будет такое, когда суммарные потери мощности на ГЭС будут минимальными. Тогда целевая функция примет вид

$$\Phi = \Delta N_{гэс}(t) + \lambda(t) \left[Q_{гэс}(t) - \sum_{i=0}^s Q_{ai}(t) \right] + \Pi \rightarrow \min, \quad (5.27)$$

где Π — штрафные функции, введенные для учета ограничений типа неравенств.

Если опустить подробные математические выкладки, то оптимальное распределение $Q_{гэс}$ по критерию (5.27) будет соответствовать для ГЭС с блочной схемой подвода воды к агрегатам следующему условию:

$$\frac{\partial \Delta N_{a.бл1}^*}{\partial Q_{a1}} = \dots = \frac{\partial \Delta N_{a.блz}^*}{\partial Q_{az}} = \frac{\partial \Delta N_{гэс}^*}{\partial Q_{гэс}} = \lambda(t), \quad (5.28)$$

где $\Delta N_{a.бл}^*(Q_a)$ — характеристика потерь мощности в агрегатном блоке с учетом ограничений по Q_a . Они соответствуют обычным $\Delta N_{a.бл}(Q_a)$, взятым при $\mu \rightarrow \infty$ и $\gamma \rightarrow \infty$ следующим образом

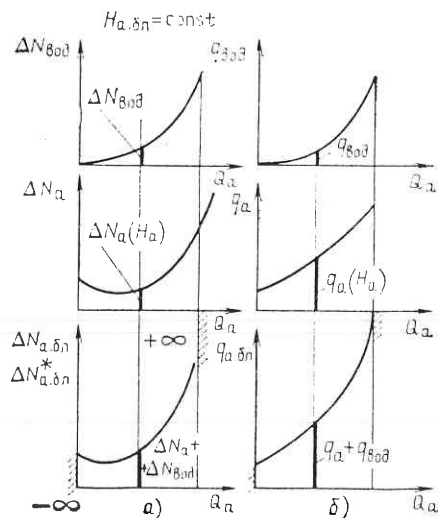


Рис. 5.6. Энергетические характеристики агрегатного блока

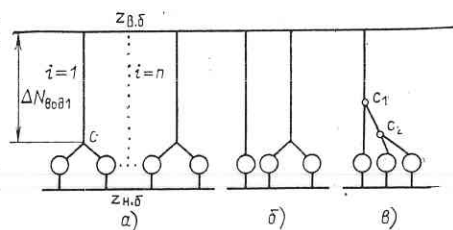


Рис. 5.7. Расчетные схемы подвода воды к агрегатным блокам ГЭС

(рис. 5.6, а):

$$\Delta N_{a.бл}(Q_a) = \begin{cases} -\infty & \text{при } Q_a \leq Q_a^{\min}; \\ \Delta N_{a.бл}(Q_a) & \text{при } Q_a^{\min} < Q_a < Q_a^{\max}; \\ +\infty & \text{при } Q_a \geq Q_a^{\max}. \end{cases} \quad (5.29)$$

Характеристики относительных приростов $\Delta N_{a.бл}$ по Q_a , т. е. $q_{a.бл}(Q_a)$, могут быть рассчитаны по $\Delta N_{a.бл}(Q_a)$ при $H_{a.бл} = \text{const}$ методом конечных приращений. На рис. 5.6, б показана последовательность расчета $q_{a.бл}(Q_a)$ на основе баланса мощности в агрегатном блоке (рис. 5.6, а) по формуле

$$q_{a.бл} = q_{a.бл}(Q_a) = \frac{\partial \Delta N_{a.бл}}{\partial Q_a} = \frac{\partial \Delta N_{вод}}{\partial Q_a} + \frac{\partial \Delta N_a}{\partial Q_a} = q_{вод}(Q_a) + q_a(Q_a). \quad (5.30)$$

Из (5.30) следует, что для получения $q_{a.бл}(Q_a)$ необходимо сложить ординаты $q_{вод}(Q_a)$ и $q_a(Q_a)$ для каждого значения Q_a , однозначно определяющего собой и $H_a = H_{a.бл} - \Delta N_{вод}(Q_a)$ (рис. 5.6, б).

После расчета $q_{a.бл}(Q_a)$ для каждого блока процесс поиска решения (5.27) происходит аналогично рассмотренному на рис. 5.3 случаю решения прямой задачи.

Получив таким образом оптимальную характеристику $\Delta N_{гэс}^o(Q_{гэс})$, несложно пересчитать ее в расходную $N_{гэс}^o(Q_{гэс})$ с использованием баланса мощностей в агрегатных блоках

$$N_{гэс}^o(Q_{гэс}) = N_{гэс}^{\text{под}}(Q_{гэс}) - \Delta N_{гэс}^o(Q_{гэс}) = 9,81 H_{a.бл} Q_{гэс} - \Delta N_{гэс}^o(Q_{гэс}), \quad (5.31)$$

где $H_{a.бл}$ — заданная величина.

Если теперь для полученной зависимости $N_{гэс}^o(Q_{гэс})$ требуется найти решение прямой задачи, т. е. при заданном $N_{гэс}$ найти оптимальную нагрузку агрегатов, то оно может быть осуществлено в такой последовательности:

$$N_{гэс} \rightarrow Q_{гэс}^o(N_{гэс}) \rightarrow \frac{\partial \Delta N_{гэс}}{\partial Q_{гэс}}(Q_{гэс}^o) = \frac{\partial \Delta N_{a.бл1}}{\partial Q_{a1}} = \frac{\partial \Delta N_{a.бл2}}{\partial Q_{a2}} \rightarrow Q_{a1}^o \rightarrow Q_{a2}^o \rightarrow N_{a1}(Q_{a1}^o) \rightarrow N_{a2}(Q_{a2}^o).$$

Предположим, что схема подвода воды к агрегатам ГЭС не блочная (рис. 5.7). Для варианта схемы, приведенного на рис. 5.7, а, возможны два случая.

Первый случай, когда на ГЭС один водовод и два разных агрегата. Тогда сначала необходимо построить характеристику потерь $\Delta N_{вод1}$ на участке от $z_{н.б}$ до точки разветвления $Q_{гэс}$. Режим на этом участке не зависит от распределения $Q_{гэс}$ и является функцией всего расхода ГЭС. Зная k_1 и m_1 этого участка, несложно рассчитать $\Delta N_{вод1} = k_1 Q_{гэс}^{m_1}$ и для каждого $Q_{гэс}$ найти напор на участке $c - z_{н.б}$, т. е. получить задачу, аналогичную рассмотренной при $H_{a.бл} = \text{const}$.

Второй случай, когда на ГЭС n разных водоводов и разные агрегаты. Тогда сначала для каждого водовода необходимо найти решение общей задачи распределения $Q_{водi}$ от 0 до $Q_{гэс}$, $i = 1, 2, \dots, n$, т. е. тем самым свести этот случай снова к блочной схеме подвода воды к гидроагрегатам.

Аналогично следует поступить и при варианте, указанном на рис. 5.7, б. Для варианта схемы, приведенной на рис. 5.7, в, необходимо сначала выделить потери напора на участке $z_{н.б} - c_1$, т. е. практически свести задачу к варианту, приведенному на рис. 5.7, б, и далее к варианту на рис. 5.7, в.

Общий случай расчета энергетических характеристик ГЭС для задачи 1 при переменных во времени напорах ГЭС и агрегатов (т. е. $H_{гэс}(t) = \text{var}$). Очевидно, что здесь режимы агрегатов будут взаимосвязаны, так как при любом изменении Q_{ai} на dQ_{ai} одновременно изменятся потери напора в соответствующих элементах ГЭС в зависимости от ее типа (русовая, плотинная, деривационная). Это означает, что при оптимизации внутростанционных режимов ГЭС в ее энергетической характеристике необходимо учитывать изменение напоров от изменений режима каждого агрегата.

Существует также и взаимосвязь режимов ГЭС во времени, что требует использования в расчетах интегральных критериев вида (5.1) — (5.4) или (5.14) в зависимости от вида задачи.

Выше было сказано, что основная задача и обратная взаимосвязаны и взаимозаменяемы, т. е. решение для одной задачи можно использовать для решения взаимобратной задачи. В связи с этим анализ методики получения энергетических характеристик ГЭС в общем случае для задачи 1 будем проводить на примере

обратной задачи, где в качестве определяющего параметра используется расход ГЭС $Q_{ГЭС}$.

Требуется найти оптимальный установившийся режим ГЭС за $T = t_K - t_0$ при $z_{в.б} = z_{в.б.0}$, $z_{н.б} = z_{н.б.0}$ и известном стоке через створ станции

$$W_{ГЭС} - \int_{t_0}^{t_K} Q_{ГЭС}(t) dt = W_{ГЭС} - \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=0}^{z^0} Q_{ai}(t) dt = 0 \quad (5.32)$$

по критерию (5.14) при заданных энергетических характеристиках каждого этапа преобразования энергии на ГЭС (см. гл. 3 и 4).

В качестве переменных параметров примем $Q_{ai}(t)$. Поставленная задача относится к классу вариационных с изопериметрическими условиями в предположении учета в указанных энергетических характеристиках ограничений типа неравенств.

Экстремум (5.14) достигается на тех же экстремальных, что и экстремумы выражения

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_K} (N_{ГЭС}(t) + \lambda_{ГЭС} Q_{ГЭС}(t)) dt = \int_{t_0}^{t_K} F(t) dt \rightarrow \max. \quad (5.33)$$

Известно, что максимум (5.33) имеет место, если $Q_{ai}(t)$, $i = 1, 2, \dots, z^0$ — экстремали, т. е. вдоль них будет выполняться условие Эйлера — необходимое условие экстремума функционала (5.33):

$$F_{Q_{ai}} - \frac{d}{dt} F_{Q'_{ai}} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z^0, \quad (5.34)$$

где $F_{Q_{ai}} = \frac{\partial F}{\partial Q_{ai}}; F_{Q'_{ai}} = \frac{\partial F}{\partial Q'_{ai}}; Q'_{ai} = \frac{dQ_{ai}}{dt}.$ (5.35)

Для установившегося режима (5.34) запишем в следующем виде:

$$\frac{\partial N_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} - \lambda_{ГЭС} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z^0 \quad (5.36)$$

или

$$q_{ГЭС Q_1}^N(Q_{a1}) = \dots = q_{ГЭС Q_{z^0}}^N(Q_{az^0}) = \lambda_{ГЭС} = \text{const}. \quad (5.37)$$

Из (5.37) следует, что оптимальный режим работы ГЭС соответствует постоянной нагрузке агрегатов, распределенной в соответствии с их дифференциальными показателями, учитывающими особенности всего технологического процесса преобразования энергии на ГЭС.

Если вместо стока по (5.32) на ГЭС задан режим пусков $Q_{ГЭС}(t)$, то вместо (5.36) и (5.37) получим соответственно;

$$\frac{\partial N_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} - \lambda(Q_{ГЭС}(t)) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, z^0 \quad (5.38)$$

$$q_{ГЭС Q_1}^N(Q_{a1}(t)) = \dots = q_{ГЭС Q_{z^0}}^N(Q_{az^0}(t)) = \lambda(t). \quad (5.39)$$

Достаточность получения условий обеспечивается требованиями вогнутости дифференциальных характеристик $q_{ГЭС Q_a}^N(Q_a)$ (гл. 3 и 4).

Расчет $q_{ГЭС Q_a}^N(Q_a)$ следует производить с учетом баланса мощности и энергии на ГЭС по характеристикам потерь мощности или расхода с использованием следующих выражений:

$$\begin{aligned} \frac{\partial N_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} &= \frac{\partial \left(N_{Г.у}^{\text{под}} - \sum_{j=1}^n \Delta N_j \right)}{\partial Q_{aj}} = \frac{H_{Г.у}^{\text{под}}}{102} - \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Delta N_j}{\partial Q_{aj}} = \\ &= \frac{H_{Г.у}^{\text{под}}}{102} - \sum_{j=1}^n q_{jq}^{\Delta N}(Q_j) = q_{ГЭС Q}^N(Q_{ГЭС}), \end{aligned} \quad (5.40)$$

где $q_{jq}^{\Delta N}(Q_j)$ — дифференциальные показатели этапов технологического процесса ГЭС, рассчитываются по следующим формулам:

$$q_{в.б}^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_{в.б}}{\partial Q_{ГЭС}} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} = \frac{h_{сраб}}{102}; \quad (5.41)$$

$$q_{н.б}^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_{н.б}}{\partial Q_{ГЭС}} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} = \frac{\Delta z_{н.б} + Q_{н.б} \frac{\partial \Delta z_{н.б}}{\partial Q_{н.б}}}{102} = \frac{\xi_{н.б}(Q_{ГЭС})}{102}; \quad (5.42)$$

$$q_{дер}^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_{дер}}{\partial Q_{ГЭС}} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} = \frac{\Delta h_{дер} + Q_{ГЭС} \frac{\partial \Delta h_{дер}}{\partial Q_{ГЭС}}}{102} = \frac{\xi_{дер}(Q_{ГЭС})}{102}; \quad (5.43)$$

$$q_{вод}^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_{вод}}{\partial Q_{ГЭС}} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} = \frac{\Delta h_{вод} + Q_{ГЭС} \frac{\partial \Delta h_{вод}}{\partial Q_{ГЭС}}}{102} = \frac{\xi_{вод}(Q_{ГЭС}, z^0)}{102}; \quad (5.44)$$

$$q_{сус}^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_{сус}}{\partial Q_{ГЭС}} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial Q_{ai}} = \frac{\Delta h_{сус} + Q_{ГЭС} \frac{\partial \Delta h_{сус}}{\partial Q_{ГЭС}}}{102} = \frac{\xi_{сус}(Q_{ГЭС})}{102}; \quad (5.45)$$

$$q_a^{\Delta N} = \frac{\partial \Delta N_a^{\text{ГЭС}}}{\partial Q_{ai}} = \frac{\partial \Delta N_{ai}(H_{ai}, z^0)}{\partial Q_{ai}} = q_{aq}^{\Delta N}(Q_{ГЭС}). \quad (5.46)$$

Методы расчета и особенности дифференциальных характеристик основных этапов преобразования энергии на ГЭС подробно рассмотрены в гл. 3 и 4. Для выпуклых характеристик дифференциальная характеристика $q_{ГЭС Q}^N(Q_{ГЭС})$ при $z^0 = \text{const}$ вогнута, что обеспечивает достаточность условия (5.39).

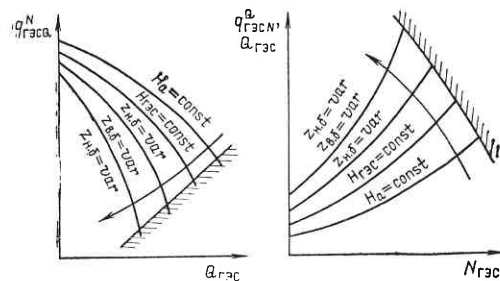


Рис. 5.8. Общий характер изменений дифференциальных характеристик ГЭС с учетом технологических потерь

Для заданного графика пусков $Q_{ГЭС}(t)$ расчет $q_{ГЭС}^N(Q_{ГЭС})$ и оптимального распределения нагрузки между включенными агрегатами z^o можно производить в следующей последовательности:

$$\begin{aligned} & H_{Г.у}^{\text{под}}, Q_{ГЭС} \rightarrow \Delta h_{\text{сраб}}, \Delta h_{\text{сус}}; \\ & \Delta h_{\text{дер}}, \Delta z_{н.б} \rightarrow q_{н.б}^{\Delta N}, q_{сус}^{\Delta N}; \\ & q_{дер}^{\Delta N}, q_{н.б}^{\Delta N} \rightarrow H_{а.бл} \rightarrow q_{а.бл}^{\Delta N} \rightarrow q_{а.бл}^{\Delta N} Q_1^o = \dots = q_{а.бл}^{\Delta N} Q_{z^o}^o = q_{а.бл}^{\Delta N}(Q_{ГЭС}) \rightarrow \\ & \rightarrow Q_{a1}^o, \dots, Q_{az^o}^o; \quad H_{a1}, \dots, H_{az^o} \rightarrow N_{a1}^o, \dots, N_{az^o}^o \rightarrow \\ & \rightarrow N_{ГЭС}^o \rightarrow q_{ГЭС}^N(Q_{ГЭС}). \end{aligned}$$

Расчет оптимального распределения $Q_{ГЭС}$ между агрегатными блоками производится методом, описанным выше для случая приплотинной ГЭС. Величина $q_{ГЭС}^N(Q_{ГЭС})$ получается путем вычитания дифференциальных показателей каждого этапа технологического процесса на ГЭС из $H_{Г.у}^{\text{под}}/102$ [см. (5.40)].

Полученная энергетическая характеристика ГЭС в целом может использоваться при оптимизации режимов энергосистемы. На ее основе можно получить любые показатели режима ГЭС и представить эти функциональные зависимости в любом виде, в том числе и графическом.

Заметим, что выражение (5.40) справедливо для любых ГЭС и отличается для каждой из них наличием того или иного этапа технологического процесса. Общая часть для всех ГЭС — дифференциальные характеристики агрегатов при заданном напоре на них, т. е. $q_{аQ}^{\Delta N}(H_a)$ (см. гл. 4). Учет дополнительных потерь вызовет увеличение суммарных потерь и уменьшение дифференциального показателя ГЭС $q_{ГЭС}^N(Q_{ГЭС})$, т. е. ухудшение энергетических характеристик ГЭС в целом при $z^o = \text{const}$ (рис. 5.8).

Полученные дифференциальные характеристики ГЭС можно использовать и для решения прямой задачи. Для этого необходимо найти $q_{ГЭС}^o(N_{ГЭС})$ как обратную $q_{ГЭС}^N(Q_{ГЭС})$. При

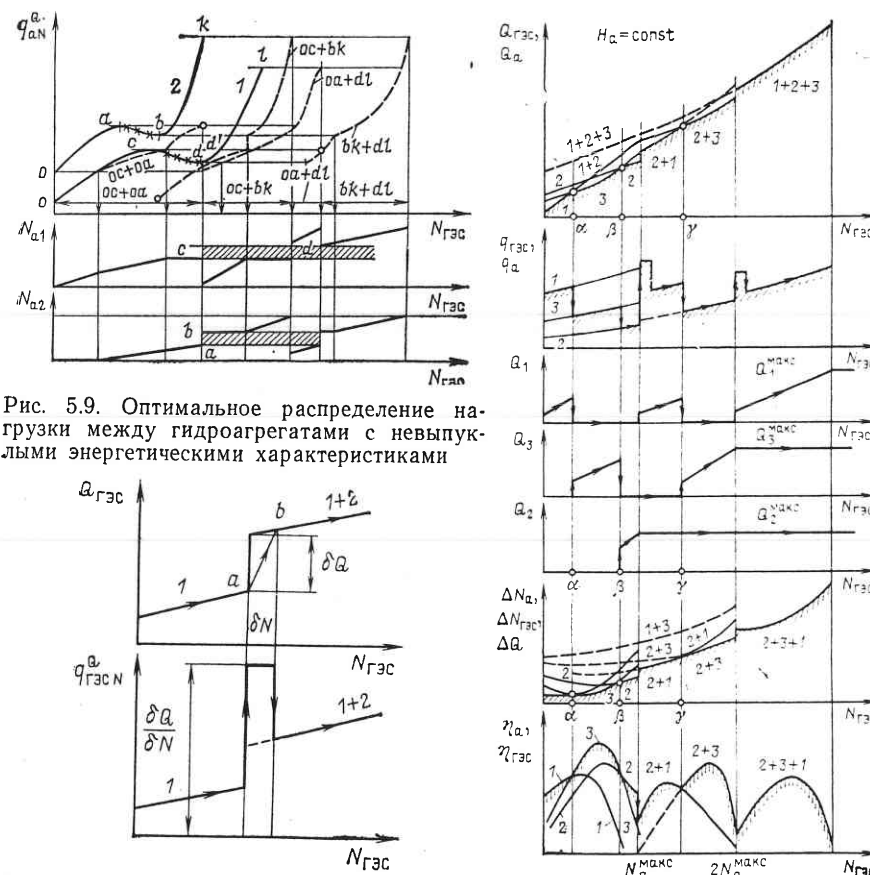


Рис. 5.9. Оптимальное распределение нагрузки между гидроагрегатами с невыпуклыми энергетическими характеристиками

Рис. 5.11. Учет неоптимального включения агрегатов в энергетических характеристиках

Рис. 5.10. Энергетические характеристики ГЭС с тремя разными агрегатами

этом расчет $N_{ГЭС}$ можно вести итерационным путем с использованием в качестве переменной $Q_{ГЭС}$. В отдельных случаях возможно представление $q_{ГЭС}^o(N_{ГЭС})$ и в графическом виде.

Задача 1 для случая, когда не выполняются достаточные условия экстремума рассматриваемого критерия оптимальности. Этот случай особенно характерен для высоконапорных радиально-осевых агрегатов.

На рис. 5.9 представлен случай оптимального распределения нагрузки между двумя работающими агрегатами с невыпуклыми дифференциальными характеристиками. Оптимальное распределение $N_{ГЭС}$ по условию (5.24) справедливо только для тех участков $q_{аQ}^o(Q_a)$, где положительна вторая производная Q_a по N_a . Они выделены сплошными линиями на рис. 5.9 (зоны oc и ld для 1-го и зоны oa и bk для 2-го агрегата). В подобном случае

задача оптимального распределения нагрузки между двумя работающими агрегатами значительно усложняется из-за необходимости поиска наиболее эффективного сочетания допустимых зон их работы (четыре возможных сочетания на рис. 5.9), т. е. решения задачи 2. Подробно эта задача будет рассмотрена ниже. Здесь же предположим, что она решена и заданы зоны работы каждого агрегата. Оптимальное распределение нагрузки между двумя агрегатами с известными допустимыми зонами их работы производится по условию (5.24) и показано на рис. 5.9. Там же выделены недопустимые по экономическим критериям зоны нагрузок каждого агрегата.

Рассмотренная задача является целочисленной даже при заданном числе работающих агрегатов и может быть наиболее эффективно решена методами динамического программирования или ветвей и границ. Для повышения точности расчетов следует пользоваться характеристиками потерь мощности ΔN_a или расхода ΔQ_a в агрегатах.

Задача 2. Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС в целом. Она соответствует поиску оптимального числа и состава работающих агрегатов при заданном способе распределения мощности или расхода между ними.

Выше было показано, что учет потерь мощности в элементах технологического процесса ГЭС сводится лишь к внесению поправок в характеристики агрегатов. В связи с этим рассмотрим особенности решения задачи 2 для наиболее простого и наглядного случая, когда требуется оптимальным образом распределить $N_{гэс}(t)$ по критерию (5.8) при $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$. Распределение нагрузки для каждого заданного варианта числа и состава агрегатов произведем по (5.24). Предположим, что включение-отключение агрегатов происходит мгновенно ($\Delta Q_n = 0$).

Пусть на ГЭС установлены три разных по характеристикам агрегата с одинаковой $N_a^{\text{уст}}$. При этом возможны различные варианты взаимного расположения абсолютных и дифференциальных характеристик агрегатов. Остановимся лишь на наиболее представительном, с нашей точки зрения, случае, когда расходные характеристики агрегата пересекаются (рис. 5.10). Предположим, что нагрузка ГЭС непрерывно меняется от нуля до $N_{гэс}^{\text{уст}}$ и обратно, причем вероятность появления каждого значения одинакова. Тогда энергетические характеристики ГЭС с разнотипным оборудованием можно представить и пояснить в графическом виде.

Выбор оптимального числа и состава агрегатов следует производить по характеристикам потерь мощности (расхода) или рабочим характеристикам. Использование расходных характеристик для графо-аналитического метода решения задачи недопустимо из-за возможности получения больших ошибок в результатах.

Для диапазона нагрузок от 0 до $N_a^{\text{макс}}$ оптимальное число агрегатов равно одному. Причем от 0 до α следует включить 1-й агрегат, от α до β — 3-й и от β до $N_a^{\text{макс}}$ — 2-й. Любое другое чис-

ло включенных агрегатов дает большее значение потерь $\Delta N_{гэс}$ (рис. 5.10).

Значительно сложнее выбрать состав агрегатов для $N_{гэс}$ в диапазоне от $N_a^{\text{макс}}$ до $2N_a^{\text{макс}}$. При $N_a^{\text{макс}}$ — dN всю нагрузку ГЭС несет 2-й агрегат. Для $N_a^{\text{макс}} + dN$, очевидно, лучшим сочетанием будет 1-й и 2-й, так как 1-й агрегат при малых нагрузках имеет лучшие значения ΔN_a и Q_a . При работе 1-го и 2-го агрегатов в зоне от $N_a^{\text{макс}}$ до $N_a^{\text{макс}} + dN$ 2-й агрегат загружается полностью, а 1-й будет покрывать весь прирост нагрузки ГЭС. Однако подобная картина будет наблюдаться только до точки γ . Далее более рациональным будет переход на новый состав — 2-й и 3-й. Состав 3-й и 1-й нерационален в диапазоне $N_{гэс}$ от $N_a^{\text{макс}}$ до $2N_a^{\text{макс}}$. В точке $N_{гэс} = 2N_a^{\text{макс}}$ включается 1-й агрегат и все три агрегата покрывают нагрузку ГЭС. Для нагрузки ГЭС в $N_a^{\text{макс}}$ и $2N_a^{\text{макс}}$ при мгновенном пуске агрегатов $\Delta N_{гэс}$ и $\Delta Q_{гэс}$ меняются скачкообразно, т. е. здесь $q_{гэсN} \rightarrow \infty$. Практически же пуск-остановка агрегата происходит не мгновенно. Для учета пусковых потерь агрегатов можно представить дифференциальную характеристику ГЭС следующим образом. Пусть в пределах некоторого малого значения δN после пуска агрегата расход и потери ГЭС меняются от точки a до b по линейному закону (рис. 5.11). Это означает, что в зоне δN величина $q_{гэс}$ постоянна.

После нахождения по $\Delta N_{гэс}$ точек включения-отключения агрегатов можно построить и все другие энергетические характеристики ГЭС.

Расходная характеристика будет кусочно-непрерывной с конечным числом точек разрыва первого рода.

Дифференциальная характеристика ГЭС имеет более сложный характер. Она же служит основой для расчета $Q_{гэс}(N_{гэс})$ при любом заданном числе и составе включенных агрегатов. КПД ГЭС при $N_a = \text{const}$ можно рассчитать по формуле

$$\eta_{гэс} = \frac{N_{гэс}}{N_{гэс}^{\text{под}}} = \frac{\sum_{i=1}^{s^0, z^0} Q_{ai} \eta_{ai}}{\sum_{i=1}^{s^0, z^0} Q_{ai}}. \quad (5.47)$$

Рассмотрим, как повлияет на результаты решения предыдущей задачи учет ограничений на число пускоостановочных операций. Конечно, основное значение здесь будет иметь характер изменения $N_{гэс}$ во времени.

Предположим, что вероятность появления каждого значения $N_{гэс}$ по времени одинакова. Тогда для случая, рассмотренного на рис. 5.10, 1-й агрегат имеет пять пускоостановочных операций, 2-й — одну и 3-й — три в диапазоне нагрузок от $N_{гэс} = 0$ до $N_{гэс}^{\text{уст}}$.

Совершенно ясно, что при таком числе операций 1-й агрегат будет изнашиваться значительно быстрее других. Это ухудшает его характеристики и снижает надежность работы. В связи с этим на ГЭС обычно выравнивается общее число пусков между агрегатами. Как правило, ограничиваются одной-двумя пускоостановочными операциями для одного агрегата в сутки.

Например, для рис. 5.10 можно считать, что от 0 до $N_a^{\max}$ работает 2-й агрегат, затем до $2N_a^{\max}$ — 2-й и 1-й и далее включается 3-й агрегат. Естественно, что при этом будут иметь место дополнительные режимные потери расхода. Однако эти потери в какой-то мере могут быть компенсированы уменьшением числа операций по пуску-остановке для всех агрегатов — до одной операции. Это повысит надежность работы агрегатов и снизит затраты на ремонт оборудования. Кроме того, снизятся и потери расхода, неизбежные при пускоостановочных операциях с агрегатами.

При учете ограничений режима ГЭС по числу пускоостановочных операций одноцелевая скалярная задача оптимизации внутристанционных режимов ГЭС превращается в многоцелевую векторную. Рассматриваемая задача существенно усложнится и при учете разной вероятности работы ГЭС с различной нагрузкой, неустановившихся режимов в бьефах, переменного значения $\cos \phi$, заданного графика отдачи ГЭС по реактивной мощности и т. д.

Все, что было сказано выше, относилось к малоагрегатным ГЭС, где включение-отключение каждого агрегата существенно влияет на все энергетические показатели станции. Однако уже было отмечено, что при увеличении числа включенных агрегатов рабочие характеристики или характеристики потерь мощности становятся все более и более пологими. Это означает, что при большом числе работающих агрегатов определить целесообразность включения-отключения агрегатов по абсолютным показателям без использования ЭВМ сложно.

В этих условиях при определении критерия целесообразности включения следующего агрегата можно воспользоваться такими соображениями. Пусть на ГЭС нагрузку A несло z агрегатов с энергетическими характеристиками, показанными на рис. 5.12, а. Рассмотрим, как изменятся эти характеристики при включении $(z+1)$ -го агрегата с характеристиками, приведенными на рис. 5.12, б.

При $N_{\text{ГЭС}} = A$ дифференциальный показатель ГЭС снизится с q_z до q_{z+1} , нагрузка z агрегатов снизится до N_z , а для $(z+1)$ -го будет равна N_{z+1} .

Очевидно, что при этом суммарный расход ГЭС при z работающих агрегатах будет равен

$$Q_{\text{ГЭС}z} = \sum_{i=1}^z Q_{x.xi} + \int_0^{q_z} N_{ai}(q_a) dq_a = \sum_{i=1}^z Q_{ai}(q_{az}). \quad (5.48)$$

Соответственно при $z+1$ работающем агрегате

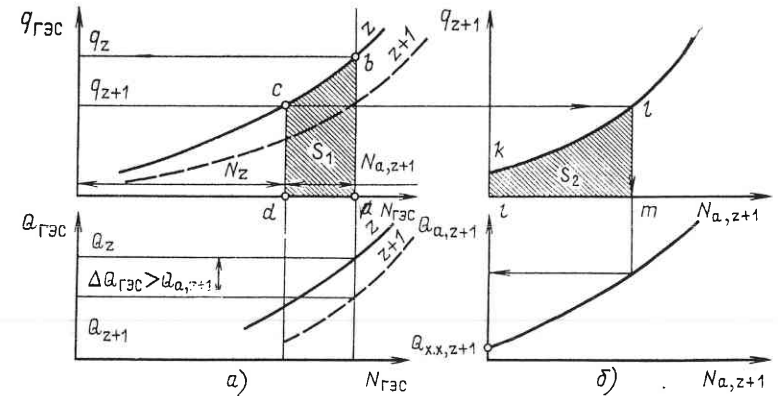


Рис. 5.12. Расчет эффективности включения-отключения агрегатов

$$\begin{aligned} Q_{\text{ГЭС}z+1} &= \sum_{i=1}^{z+1} Q_{ai} = \left(\sum_{i=1}^z Q_{x.xi} + \int_0^{q_{z+1}} N_{ai}(q_a) dq_a \right) + Q_{x.xz+1} + \\ &+ \int_0^{q_{z+1}} N_{a,z+1}(q_a) dq_a = \sum_{i=1}^z Q_{ai}(q_{az+1}) + Q_{a,z+1}(q_{az+1}) = \\ &= \sum_{i=1}^z Q_{ai}(q_{az+1}) + q_{z+1}^{\text{уд}} N_{z+1}. \end{aligned} \quad (5.49)$$

Тогда включение $(z+1)$ -го агрегата будет эффективно при $Q_{\text{ГЭС}z+1} < Q_{\text{ГЭС}z}$, т. е.

$$\int_0^{q_z} N_{\text{ГЭС}}(q_{\text{ГЭС}}) dq_{\text{ГЭС}} - \int_0^{q_{z+1}} N_{\text{ГЭС}}(q_{\text{ГЭС}}) dq_{\text{ГЭС}} - q_{z+1}^{\text{уд}} N_{z+1} > 0 \quad (5.50)$$

или, учитывая линейный характер $q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}})$ в зоне N_{z+1} ,

$$N_{z+1} 0,5(q_z + q_{z+1}) - q_{z+1}^{\text{уд}} N_{z+1} > 0. \quad (5.51)$$

Иными словами, включение $(z+1)$ -го агрегата эффективно при

$$0,5(q_z + q_{z+1}) > q_{z+1}^{\text{уд}} (N_{z+1}), \quad (5.52)$$

т. е. когда средний показатель на характеристике относительных приростов ГЭС для z агрегатов до и после включения $(z+1)$ -го агрегата больше удельного расхода включаемого агрегата при нагрузке N_{z+1} , равной

$$N_{z+1} = A - N_{\text{ГЭС}z}(q_{z+1}), \quad (5.53)$$

где $q_{z+1} = q_{z+1}(A)$.

В графическом виде условие (5.52) означает, что площадь фигуры $abcd$, т. е. S_1 , будет больше, чем сумма S_2 и $Q_{x,x+1}$.

Отключение агрегата, очевидно, будет целесообразно при появлении неравенства вида

$$0,5(q_z + q_{z+1}) < q_{z+1}^{уд}(N_{z+1}). \quad (5.54)$$

Для многоагрегатных ГЭС на основе сказанного в § 5.2 можно сделать следующие выводы:

1. При наличии на многоагрегатной ГЭС агрегатов с разными энергетическими характеристиками в общем случае нецелесообразно представление характеристики ГЭС в целом в графическом виде. Это объясняется чрезмерно большим числом возможных сочетаний работающих агрегатов и их составов.

2. Решение задачи оптимизации внутростанционных режимов для многоагрегатной ГЭС возможно лишь с помощью ЭВМ, на базе индивидуальных характеристик агрегатов.

3. Рассмотренная выше задача для разнотипного оборудования ГЭС может иметь место и при одинаковых характеристиках самих агрегатов, например при учете гидравлической и электрической схемы ГЭС.

4. Для многоагрегатной ГЭС представляется целесообразным построение ее энергетических характеристик в графическом виде лишь при одинаковых характеристиках агрегатных блоков или при использовании в расчетах «осредненного» агрегатного блока ГЭС. При этом, естественно, в решении задачи возникает ошибка. Различие между КПД «осредненного» и реального агрегатов может достигать 0,5—5 %.

Отметим, однако, что использование «осредненного» агрегата существенно упрощает все расчеты и их графическое наглядное представление в виде, удобном для оперативного персонала ГЭС при анализе ее режимов. К тому же решение всей задачи оптимизации внутростанционных режимов ГЭС для одинаковых агрегатов дает весьма хорошие результаты по числу включенных агрегатов для каждой нагрузки гидростанции, т. е. по решению той части общей задачи, которая дает максимальный энергетический эффект. В среднем повышение КПД ГЭС за счет оптимизации числа работающих агрегатов составляет до 2, по составу — до 0,5 и по распределению нагрузки — до 0,3 %.

Использование одинаковых характеристик агрегатов широко распространено в проектных расчетах. Необходимость этого приема может быть обоснована и неточностью исходной информации, и погрешностями обработки сигналов в электромеханической системе управления режимом агрегатов ГЭС.

Для малоагрегатных ГЭС возможно представление ее энергетических характеристик в графическом виде. Весьма ощутимы для этих станций и режимные потери при отклонении мощности от оптимальной.

5.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭС С ОДИНАКОВЫМИ АГРЕГАТАМИ

Постановка общей задачи оптимизации внутростанционных режимов ГЭС здесь полностью совпадает с описанной в § 5.2. Единственным, но существенным отличием является то, что энергетические характеристики гидроагрегатов одинаковы. В этом случае распределение нагрузки или расхода ГЭС между включенными агрегатами всегда должно происходить равномерно. Этот тривиальный вывод следует из анализа необходимых условий оптимальности распределения нагрузки или расхода

$$N_{az}^0 = N_{гэс}/z^0. \quad (5.55)$$

Состав включенного оборудования без учета показателей его надежности не играет никакой роли.

Для ГЭС с одинаковыми агрегатами удобно представление их энергетических характеристик в графическом виде для различных условий: при $N_{ai}(t) = N_{aj}(t) = \text{const}$, $N_{гэс}(t) = N_{a,б.л}(t) = \text{const}$ и т. д.

Особенности энергетических характеристик подобных ГЭС при наиболее простом случае: $N_{ai}(t) = N_{aj}(t) = \text{const}$. В качестве примера будем рассматривать малоагрегатную ГЭС при $z=3$. Будем считать заданным график $N_{гэс}(t)$; при этом не будем учитывать ограничения по числу пусков-остановок агрегатов и потерь $\Delta Q_{п}$. Необходимость пуска-остановки агрегата, как и ранее, будем определять по рабочим характеристикам или характеристикам потерь мощности (расхода).

На рис. 5.13 дан пример построения основных энергетических характеристик ГЭС с тремя турбинами поворотно-лопастного и диагонального типов. Для равномерного распределения нагрузки увеличение числа агрегатов до двух или трех означает необходимость умножения ординат и абсцисс каждой точки характеристик $\Delta N_a(N_a)$, $\Delta Q_a(N_a)$, $Q_a(N_a)$ соответственно на 2 и 3.

Таким образом, любой луч, проведенный из начала координат, должен пересекать характеристики потерь и расходные характеристики для $z=2$ и $z=3$ в точках, ординаты и абсциссы которых пропорциональны между собой, т. е. $\Delta N_{гэс1} : \Delta N_{гэс2} : \Delta N_{гэс3} = N_{гэс1} : N_{гэс2} : N_{гэс3} = Q_{гэс1} : Q_{гэс2} : Q_{гэс3} = 1:2:3$.

Рабочая характеристика одного агрегата при $z=2$ и $z=3$ будет перемещаться по горизонтали, т. е. при $\eta_{гэс1} = \eta_{гэс2} = \eta_{гэс3}$, и соответствующие им мощности будут относиться друг к другу как $N_{гэс1} : N_{гэс2} : N_{гэс3} = 1:2:3$.

То же самое будет происходить и с характеристиками $q_{гэс}(N_{гэс})$ и $q_{гэс}^{уд}(N_{гэс})$. Отсюда очевидно, что при постоянном напоре на агрегатах максимальное значение КПД при увеличении числа работающих агрегатов не меняется. Это означает, что луч, проведенный из начала координат через точку 3, где $\eta_a = \text{max}$, должен касаться как $\Delta N_{гэс}(N_{гэс})$, так и характеристики

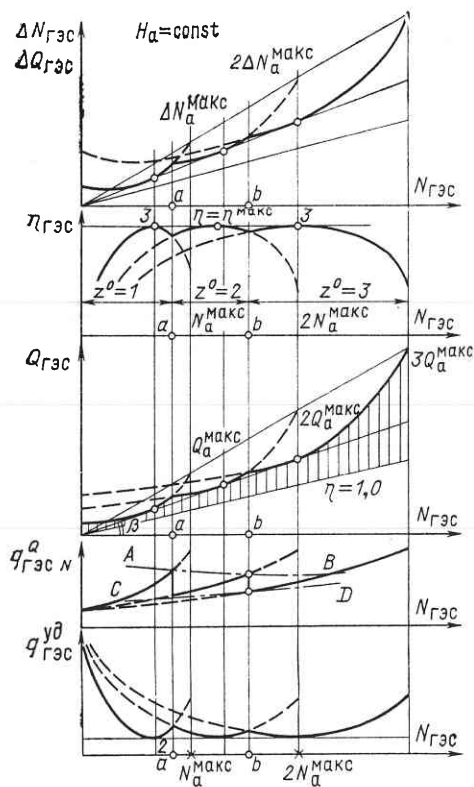


Рис. 5.13. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при оптимальном их включении при $H_a = \text{const}$

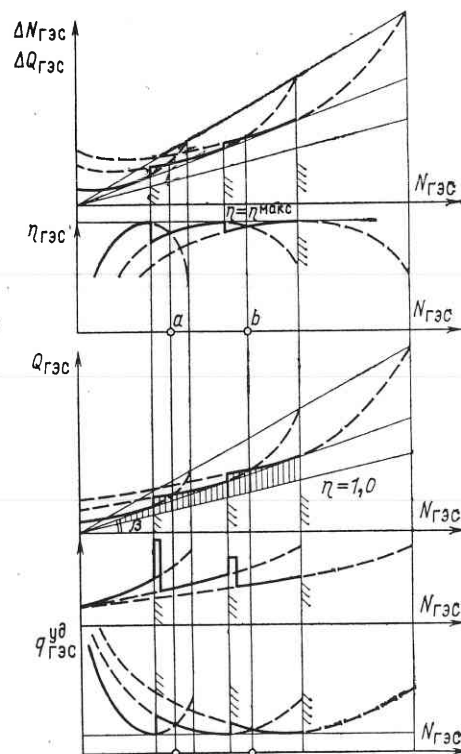


Рис. 5.14. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при неоптимальном их включении при $H_a = \text{const}$

потерь для $z=2$ и 3 . То же самое можно сказать и про характеристики $\Delta Q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ и $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$.

Точки включения 2-го и 3-го агрегатов определяются как пересечение характеристик потерь для $z=1$; 2 и $z=2$; 3 соответственно. Решением задачи является такое число включенных агрегатов, которое при заданном $N_{ГЭС}$ обеспечивает минимум $\Delta N_{ГЭС}$ и максимум КПД ГЭС. Для рис. 5.13 от $N_{ГЭС} = 0$ до точки a $z^0=1$, от a до b $z^0=2$ и затем $z^0=3$.

Вследствие того что $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ имеет в точках включения следующего агрегата излом, $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ в этих же точках меняются скачкообразно (рис. 5.13). Сами же характеристики $q_{ГЭС}(N_{ГЭС}z)$ ($z=1$; 2; 3) перемещаются, как и рабочие, при увеличении числа включенных агрегатов по горизонтали.

Отметим одну важную особенность рассмотренных характеристик: при увеличении числа включенных агрегатов каждый последующий агрегат включается при большем КПД. Это вызвано

значительным уменьшением пологости рабочих и расходных характеристик, а также характеристик потерь ГЭС. Отсюда следует, что угол наклона характеристики потерь или расходных характеристик к оси $N_{ГЭС}$ при включении 2-го и 3-го агрегатов уменьшается (КПД растет). Следствием этого является уменьшение по абсолютному значению скачка на характеристике относительных приростов ГЭС при росте числа работающих агрегатов. Если соединить между собой все верхние и нижние точки зависимости $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$, то полученные кривые AB и CD должны при правильном их построении сближаться друг с другом по мере увеличения $N_{ГЭС}$.

Рассмотренная картина будет иметь место при оптимальном по $\Delta N_{ГЭС}$ или $\eta_{ГЭС}$ включении агрегатов.

На рис. 5.14 представлен случай, когда оптимальное включение невозможно из-за ограничений по $N_a^{\text{макс}}$. Включение 2-го и 3-го агрегатов здесь происходит не в точках a и b (рис. 5.13), а левее при $N_a^{\text{макс}}$ и $2N_a^{\text{макс}}$.

Следствием этого являются скачки $\Delta N_{ГЭС}$, $\eta_{ГЭС}$, $Q_{ГЭС}$, $q_{ГЭС}^a$ в точках включения 2-го и 3-го агрегатов. Характеристика относительных приростов ГЭС в этих же точках имеет «столбообразное» изменение $q_{ГЭС}$, расчет которого производится согласно схеме, рассмотренной в § 5.2 и на рис. 5.11; $q_{ГЭС}$ в точках включения агрегатов с ростом z будет уменьшаться в связи с уменьшением абсолютного значения скачков на $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС})$.

Естественно, что построенные энергетические характеристики ГЭС должны быть полностью согласованы друг с другом. Проверку этого нетрудно выполнить с использованием особых режимных точек.

Метод нахождения точек включения агрегатов, представленный на рис. 5.13 и 5.14, эффективен лишь для малоагрегатных ГЭС. Если же рассматриваются многоагрегатные ГЭС, то уже при $z > 5 \div 6$ нахождение точек включения на суммарных характеристиках ГЭС в графическом виде весьма неточно и просто неудобно из-за больших размеров чертежей.

В этом случае точки включения агрегатов лучше находить на основе следующих соображений. В точке перехода от z к $(z+1)$ -му агрегату $N_{ГЭС}$ остается неизменной; меняется лишь нагрузка каждого агрегата в отдельности, т. е.

$$N_{az}z = N_{a,z+1}(z+1) = N_{ГЭС}, \quad (5.56)$$

где $N_{az} = N_{ГЭС} / z$; $N_{a,z+1} = N_{ГЭС} / (z+1)$.

Нагрузки N_{az} и $N_{a,z+1}$ на основе (5.56) находятся в следующем соотношении:

$$N_{a,z+1} = N_{az} \frac{z}{z+1}, \quad (5.57)$$

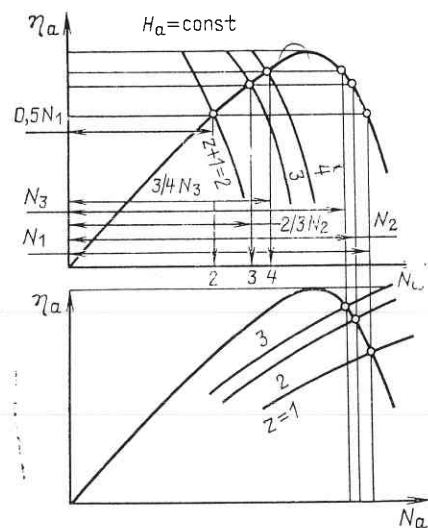


Рис. 5.15. Расчет координат точек оптимального включения-отключения агрегатов по рабочей характеристике

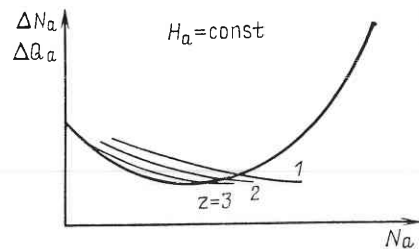


Рис. 5.16. Расчет координат точек оптимального включения-отключения агрегатов по характеристикам потерь расхода и мощности

т. е. при росте числа включенных агрегатов нагрузка их будет уменьшаться по сравнению с той, которая была до включения следующего агрегата. Так, при $z=1$ $N_{a2}=0,5 N_{a1}$; при $z=2$ $N_{a3}=(2/3) N_{a2}$; при $z=3$ $N_{a4}=(3/4) N_{a3}$ и т. д.

Использование соотношения (5.56) позволяет находить точки включения агрегатов с помощью рабочей характеристики одного агрегата. Для этого необходимо лишь перестроить $\eta_a(N_a)$ при $z=1$ в новые кривые, связывающие собой $N_{a,z+1}$ с N_{az} на основе (5.56). Точки пересечения их с рабочей характеристикой одного агрегата и определяют или $N_{a,z+1}$, или N_{az} в точках перехода от одного числа агрегатов к другому (рис. 5.15).

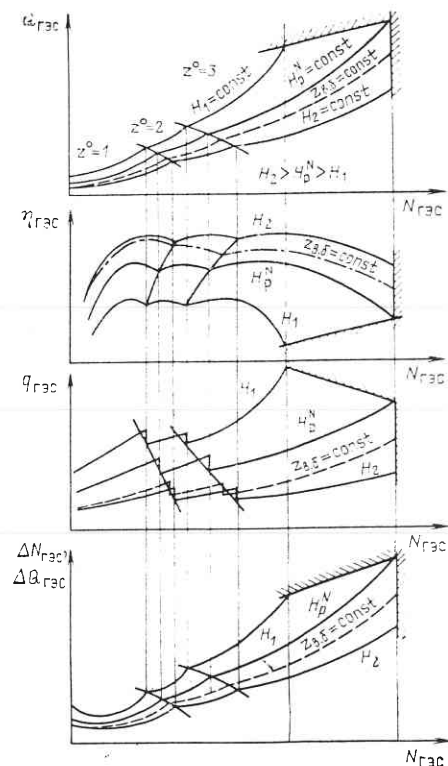
Точно так же можно найти координаты точек включения агрегатов и по характеристике потерь мощности или расхода (рис. 5.16).

Общий вид основных энергетических характеристик ГЭС с одинаковыми агрегатами для нескольких значений напоров:
 H^N ; $H_{гэс}^N = H_1 < H_p^N$; $H_{гэс}^N = H_2 > H_p^N$.

Из анализа, проведенного в гл. 4, следует, что при уменьшении напоров рабочие характеристики агрегатов, как правило, сдвигаются по $\eta_a^{\max}$ в сторону его уменьшения в зону меньших нагрузок, а это означает, что без учета ограничений режима координаты точек включения агрегатов при уменьшении напора также перемещаются в зону меньших значений $N_{гэс}$. Линии включения при этом на $Q_{гэс}(N_{гэс})$ должны быть гладкими (рис. 5.17).

Энергетические характеристики ГЭС для случая, когда агрегаты включаются по условиям ограничений режима работы агрегатов, т. е. неоптимально по КПД или ΔN ($\Delta Q_{гэс}$), будут иметь несколько иной вид.

Рис. 5.17. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами при переменном напоре



В качестве примера на рис. 5.18 показано, как изменяются основные характеристики ГЭС, если включение следующего агрегата происходит при больших напорах из-за предельной мощности генератора, а на малых — из-за связанной по напору мощности турбины. В этом случае включение следующего $(z+1)$ -го агрегата происходит не по линии 00 , а по линии $abcd$, состоящей из кусков линий ограниченный по генератору ab , оптимального включения bc и ограничения по турбине cd .

Более наглядно полученные результаты расчетов по поиску z^0 представляются на эксплуатационных характеристиках вида $\eta_{гэс}(H_a, N_{гэс})$ или $\eta_{гэс}(H_a, Q_{гэс})$.

На рис. 5.19, а показано, как получить линию оптимального перехода от одного к двум агрегатам при изменениях H_a и $N_{гэс}$. Для этого ординаты изолиний КПД для $z=1$ (точки 1—7) следует умножить на 2. В результате будут получены изолинии КПД при работе двух агрегатов (точки 1—7 на рис. 5.19, а). Пересечение изолиний КПД и определит точки перехода от $z^0=1$ к $z^0=2$. На рис. 5.19, б показан общий вид линии оптимального перехода от $z^0=1$ к $z^0=2$ при включении 2-го агрегата из-за ограничений по генератору и турбине (линия $abcd$).

Общий вид эксплуатационных характеристик ГЭС с тремя одинаковыми агрегатами показан на рис. 5.20.

Потери мощности в водоподводящих сооружениях ГЭС можно учесть путем внесения поправок в энергетические характеристики станции при $H_a = \text{const}$. Для этого следует вначале получить характеристики всех потерь для разного числа включенных агрегатов (путем их суммирования при $Q_{гэс} = \text{const}$) и затем по ним определить точки включения агрегатов (рис. 5.21).

Энергетические характеристики ГЭС при $z_{в.б} = \text{const}$ для $Q_{х.обр} = 0$. Эти характеристики требуются иногда для водноэнергетических расчетов. Поясним порядок расчета этих характеристик для русловой ГЭС при $H_a \approx H_{гэс}$ и $\Delta N_{вод} \rightarrow 0$. Величина $N_{гэс}$

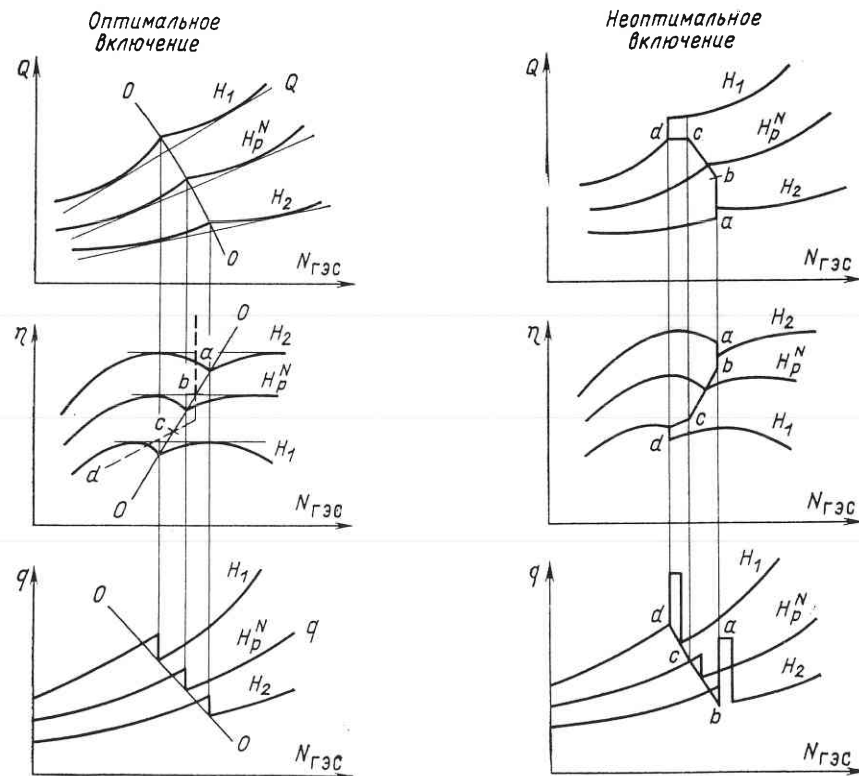


Рис. 5.18. Линии включения-отключения агрегатов при переменном напоре

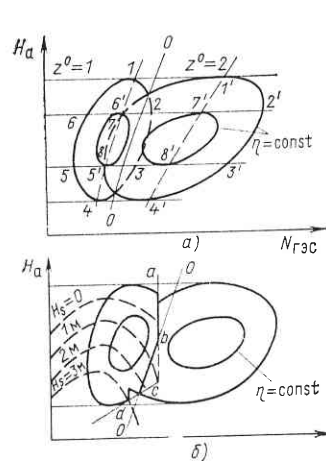


Рис. 5.19. Построение эксплуатационной характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами

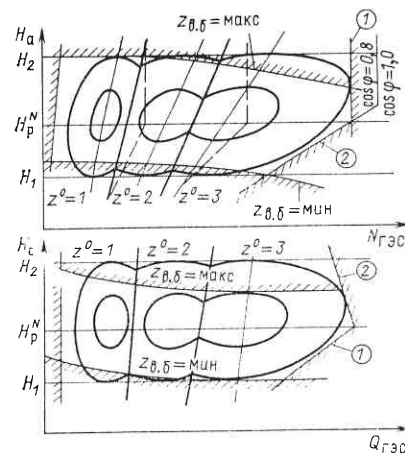


Рис. 5.20. Эксплуатационная характеристика ГЭС с одинаковыми агрегатами:

1 — линия ограничения по генератору;
2 — по турбине

Рис. 5.21. К расчету энергетических характеристик агрегатных блоков

как функция $Q_{ГЭС}$ при $z_{в.б} = \text{const}$ может быть получена на основе следующего уравнения:

$$N_{ГЭС}(Q_{н.б}) = N_{СТВ}^{ПОД}(Q_{н.б}) - \Delta N_{н.б}(Q_{н.б}) - \Delta N_a \times \times (H_a, z, Q_{н.б}), \quad (5.58)$$

где $\Delta N_{н.б}(Q_{н.б})$ и $N_a(H_a, z, Q_{н.б})$ — потери мощности в

нижнем бьефе и агрегатные потери; $N_{СТВ}^{ПОД}(Q_{н.б})$ — подведенная к створу ГЭС мощность при $z_{в.б} = \text{const}$ [(см. (1.69)].

Затем рассчитываются и строятся характеристики $\Delta N_{н.б}(Q_{н.б})$ (гл. 3) и $\Delta N_a(H_a, z)$ (см. рис. 5.17). Величина $\Delta N_{н.б}$ однозначно определяется $Q_{н.б}$, тогда как для поиска ΔN_a необходимо знать $H_a(Q_{н.б})$. Тогда, задаваясь рядом значений $Q_{н.б}$, определяем $H_a(Q_{н.б})$ и методом линейной интерполяции находим $\Delta N_a(Q_{н.б}, z_{в.б})$. Соответствующее значение $N_{ГЭС}$ определяется путем вычитания полученных значений $\Delta N_{н.б}$ и ΔN_a из $N_{СТВ}^{ПОД}$ при $Q_{н.б} = \text{const}$.

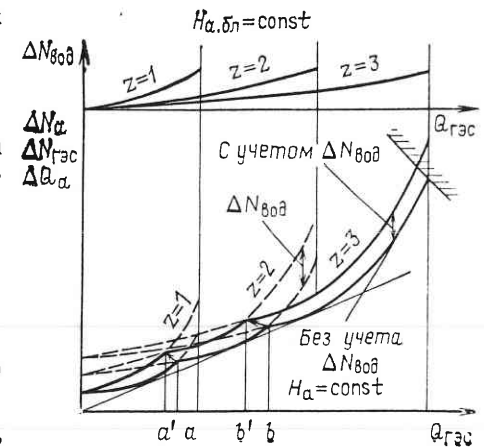
Рассмотрев весь допустимый диапазон $Q_{ГЭС}$, определим энергетическую характеристику ГЭС $N_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, z_{в.б})$ (рис. 5.17). Точки перехода от z к $(z+1)$ -му агрегату показаны на рис. 5.17 на характеристиках $\Delta N_{ГЭС}(N_{ГЭС}, H_a)$.

Аналогично можно получить характеристики ГЭС при $z_{в.б} = \text{const}$, и при использовании расходных характеристик станции.

При наличии холостых сбросов расчет $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС}, z_{в.б})$ аналогичен рассмотренному алгоритму, но к $Q_{ГЭС}$ следует добавить $\Delta Q_{х.сбр}$ для расчета $z_{в.б}$. Учет $\Delta Q_{х.сбр}$ наиболее удобен при наличии напорных характеристик ГЭС (см. гл. 3). Расходные и другие характеристики ГЭС с учетом в них $\Delta Q_{х.сбр}$, как правило, не строятся.

Расходные характеристики ГЭС, построенные для $z_{в.б}^{\text{МИН}} = \text{const}$ и $z_{в.б}^{\text{МАКС}} = \text{const}$, обычно наносятся на эксплуатационные характеристики ГЭС и служат верхней и нижней границами предельных режимов работы ГЭС по напору и мощности (см. рис. 5.20).

Если режим ГЭС ограничен по каким-либо условиям и для малых нагрузок, то при учете в целом всех рассмотренных выше ограничений на эксплуатационной характеристике получается общая зона допустимых режимов работы ГЭС (см. рис. 5.20), кото-



рая служит основой для различных водноэнергетических расчетов, например для оптимизации краткосрочных режимов ГЭС в системе, для облегчения условий работы оперативного персонала ГЭС по выбору оптимального числа работающих агрегатов и т. д.

Глава 6

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСНЫХ И ОБРАТИМЫХ АГРЕГАТОВ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В отличие от турбин насос предназначен для подъема воды с низких на более высокие отметки, т. е. турбина и насос взаимобратны по своим технологическим процессам. Насосы, так же как и гидротурбины, имеют разные системы и виды, отличающиеся подачей (производительностью), способом регулирования расхода и т. д.

На крупных НС обычно устанавливаются центробежные, осевые и диагональные высосы. По развиваемому напору различают низконапорные, средненапорные и высоконапорные насосные агрегаты, одно- и многоступенчатые.

В последнее время на ГАЭС все большее применение находят обратимые гидромашинны, которые технологически и конструктивно совмещают в себе турбину и насос. Вследствие этого в дальнейшем изложении при рассмотрении особенностей насосного агрегата будем подразумевать и насосный режим обратной машины, и наоборот.

Насосные агрегаты в целом имеют те же основные показатели и параметры, определяемые технологическим процессом, что и турбины, в том числе мощность насосного агрегата или потребляемая двигателем насоса мощность из сети $N_{дв} = N_a$, подача насоса Q_n , напор насоса H_n .

Регулирование мощности насосов в отличие от турбин иногда производится изменением частоты вращения n_n и H_n , в частности дросселированием напора в напорном водоводе. Для крупных насосов в основном применяется регулирование расхода или подачи. Различают насосы нерегулируемые — центробежные и регулируемые — осевые и диагональные. Для первых возможны только два значения $N_{дв}$: 0 или $N_{дв}^{макс}$ при заданной характеристике напорной сети. Остальные насосы могут вести непрерывное регулирование Q_n с помощью изменения ϕ и иногда a_0 .

Основные показатели режима насоса, так же как и турбины, связаны неявной зависимостью вида

$$F_n = F_n(N_{дв}, Q_n, H_n, \phi, a_0, n, D) = 0. \quad (6.1)$$

Для нерегулируемых насосов из (6.1) следует исключить ϕ и a_0 . Так же как и для турбин, для графического представления (6.1) используются линейные (фазовые) и универсальные характеристики.

Рассмотрим составляющие баланса мощности насосного агрегата.

Полезная мощность насоса N_n , сообщаемая насосом жидкости с расходом Q_n при развиваемом напоре H_n , в киловаттах равна

$$\left. \begin{aligned} N_n &= 9,81 Q_n H_n; \\ &\text{в мегаваттах} \\ N_n &= \frac{Q_n H_n}{102}. \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

Мощность насосного агрегата $N_{дв}$ будет больше N_n на размер потерь ΔN_a , включающих в себя две основные составляющие — потери в насосе ΔN_n и потери в двигателе:

$$N_{дв} = N_n + \Delta N_a = N_n + \Delta N_n + \Delta N_{дв}. \quad (6.3)$$

Тогда КПД насосного агрегата

$$\eta_a = \frac{N_n}{N_{дв}} = 1 - \frac{\Delta N_a}{N_{дв}}. \quad (6.4)$$

Это означает, что

$$N_{дв} = \frac{N_n}{\eta_a} = \frac{Q_n H_n}{102 \eta_a} = N_n + \Delta N_a = \frac{H_n (Q_n^0 + \Delta Q_a)}{102}, \quad (6.5)$$

где Q_n^0 — подача насоса при $\eta_a = 1$;

$$\Delta Q_a = \frac{102 \Delta N_a}{H_n} = \frac{102 (\Delta N_n + \Delta N_{дв})}{H_n} = \Delta Q_n + \Delta Q_{дв}. \quad (6.6)$$

Таким образом, в насосе, так же как и в турбине, оптимальный расход при $\eta_a = 1$ всегда отличается от фактического на ΔQ_a , т. е. при одной и той же $N_{дв}^{пол}$ турбина потребляет расход Q_a , больший Q_n^0 , а насос обеспечивает подачу, меньшую Q_n^0 на потери ΔQ_a .

Соответственно

$$\Delta N_a = N_{дв} - N_n = N_n \left(\frac{1 - \eta_a}{\eta_a} \right) = \frac{H_n \Delta Q_a}{102} = \Delta N_n + \Delta N_{дв} \quad (6.7)$$

или в относительных единицах

$$\Delta N_a^* = \frac{\Delta N_a}{N_n} = \frac{1 - \eta_a}{\eta_a}. \quad (6.8)$$

С учетом баланса мощности насосного агрегата N_n и $N_{дв}$ рассчитываются по формулам

$$N_n = N_{дв} \eta_a = N_{дв} \eta_n \eta_{дв}; \quad (6.9)$$

$$N_{дв} = \frac{N_H}{\eta_a} = \frac{N_H}{\eta_H \eta_{дв}} = \frac{Q_H H_H}{102 \eta_H \eta_{дв}}, \quad (6.10)$$

при этом в η_H и $\eta_{дв}$ учитываются те же виды потерь, что и в КПД турбины и гидрогенератора.

По аналогии с турбинами можно найти выражения и для двух других абсолютных показателей режима насосного агрегата:

$$Q_H = Q_a = \frac{102 N_{дв} \eta_a}{H_H} = \frac{102 N_{дв} \eta_H \eta_{дв}}{H_H} = \frac{102 N_H}{H_H} = \frac{102 (N_{дв} - \Delta N_a)}{H_H} =$$

$$= \frac{102 (N_{дв} - \Delta N_H - \Delta N_{дв})}{H_H} = Q_H^0 - \Delta Q_a = Q_H^0 - \Delta Q_H - \Delta Q_{дв}; \quad (6.11)$$

$$H_H = H_a = \frac{102 N_{дв} \eta_a}{Q_H} = \frac{102 N_{дв} \eta_H \eta_{дв}}{Q_H} = \frac{102 N_H}{Q_H} = \frac{102 (N_{дв} - \Delta N_a)}{Q_H}. \quad (6.12)$$

Напор H_H больше, чем H_T , при $z_{в.б} = \text{const}$ и $z_{н.б} = \text{const}$, на размер двойных потерь в водоподводящих сооружениях. Это ведет к относительному снижению КПД насосного режима обратимого агрегата (по напору) при одинаковых D_1 , n и Q_a для взаимобратных режимов.

Действительно, при $Q_T = Q_H = Q$, $D_H = D_T$, $n_H = n_T$, $N_T = N_H = N$ величина $H_H > H_T$, т. е.

$$\eta_T = \frac{N \cdot 102}{Q H_T} = \frac{k}{H_T} > \eta_H^{-1} = \frac{102 N}{Q H_H} = \frac{k}{H_H}.$$

Удельные и дифференциальные показатели насосного агрегата определяются на основе баланса мощности и зависят от вида оптимизационных расчетов и типа агрегатов.

Например, удельные показатели

$$q_a^{уд} = \frac{Q_H}{N_{дв}} = \frac{Q_H}{N_a^{под}} = \frac{Q_H}{N_H} \frac{N_H}{N_{дв}} = q_H^{уд} q_{дв}^{уд}, \quad (6.13)$$

где $q_H^{уд}$ и $q_{дв}^{уд}$ — удельные показатели насоса и двигателя,

$$q_H^{уд} = \frac{Q_H}{N_H} = \frac{102}{H_H} = \frac{Q_a^0 - \Delta Q_a}{N_H}; \quad (6.14)$$

$$q_{дв}^{уд} = \frac{N_H}{N_{дв}} = \eta_a. \quad (6.15)$$

Величина $q_a^{уд}$ характеризует собой подачу насоса на единицу потребляемой мощности из сети. Обратное значение $q_a^{уд}$ определяет собой потребляемую из сети мощность на единицу подачи. Чем выше $q_a^{уд}$, тем эффективнее работает данный агрегат.

Дифференциальные показатели насосных агрегатов в отличие от показателей турбин зависят не только от показателей их режима, но и от системы насоса. В частности, в оптимизационных расчетах имеет смысл рассматривать дифференциальные показате-

тели только осевых и диагональных обратимых агрегатов, обеспечивающих непрерывное регулирование расхода. При $H_H = \text{const}$ для них можно записать

$$q_{aN}^Q = \frac{dQ_H}{dN_{дв}} = \frac{dQ_H}{dN_H} \frac{dN_H}{dN_{дв}} = q_H q_{дв}, \quad (6.16)$$

где $q_H = q_H(N_H)$ и $q_{дв} = q_{дв}(N_{дв})$ — дифференциальные характеристики насоса и двигателя соответственно. С помощью q_{aN}^Q можно решать задачу по обеспечению максимальной подачи Q_H при заданном потреблении мощности из сети $N_{дв}$. Обратные показатели необходимы для минимизации потребления мощности из сети при заданной подаче. При рассмотрении только агрегатов (без водопроводящих сооружений и бьефов) предполагается, что $H_H = \text{const}$. Остальные виды потерь мощности определяются характеристиками соответствующих этапов преобразования энергии на ГЭУ. Так же как и для ГЭС, общим параметром режима насосных агрегатов и насосной станции в целом будет расход или подача воды.

Так же как и для турбинных агрегатов, удельные и дифференциальные показатели насосных агрегатов для удобства их анализа и взаимного сопоставления между собой можно свести к безразмерным величинам.

6.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ И ОБРАТИМЫХ ГИДРОМАШИН В НАСОСНОМ РЕЖИМЕ

Энергетические характеристики насосных агрегатов могут быть получены, так же как и турбинных, на основе модельных или натурных испытаний. В отличие от характеристик турбин модельные характеристики насосов могут быть представлены в двух видах: приведенные характеристики, пересчитанные на $H=1$ м и $D=1$ м (т. е. по аналогии с турбинами n'_1 , Q'_1 , N'_1) и безразмерные характеристики в координатах k_H , k_Q . На рис. 6.1 в общем виде показаны два способа задания модельных характеристик обратимого осевого (а) и диагонального (б) агрегатов. На характеристику, показанную на рис. 6.1, а, нанесены дополнительные изолинии $k_{\Delta h_1} = \text{const}$ (изолинии σ для турбин)

$$k_{\Delta h_1} = \frac{\sigma_{\text{мод}} H_{\text{мод}}}{n_{\text{мод}}^2 D_{\text{мод}}^2} = \text{const} \quad (6.17)$$

в координатах

$$\left. \begin{aligned} k_H &= \frac{H_{\text{мод}}}{n_{\text{мод}}^2 D_{\text{мод}}^2} = \frac{H_{\text{нат}}}{n_{\text{нат}}^2 D_{\text{нат}}^2} = \text{const}; \\ k_Q &= \frac{Q_{\text{мод}}}{n_{\text{мод}} D_{\text{мод}}^3} = \frac{Q_{\text{нат}}}{n_{\text{нат}} D_{\text{нат}}^3} = \text{const}, \end{aligned} \right\} \quad (6.18)$$

где индексы «нат» и «мод» соответствуют натурной и модельной установкам.

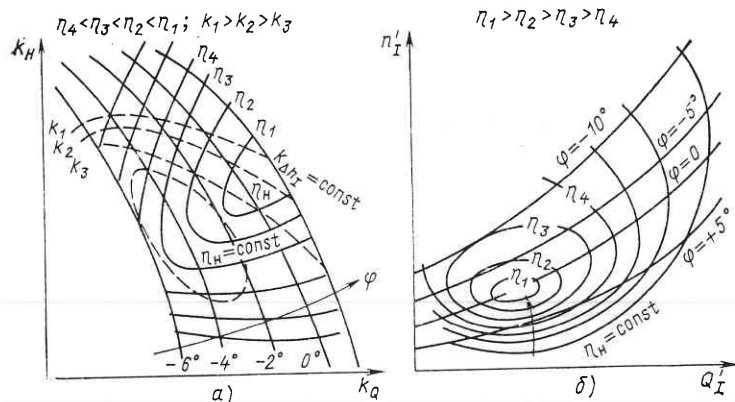


Рис. 6.1. Универсальные энергетические характеристики модельных насосов: осевого (а) и диагонального (б)

Из рис. 6.1 следует, что характер непрерывных кривых $\varphi = \text{const}$ для разных способов их задания взаимнопротивоположен: для координат k_H, k_Q — монотонно убывающие кривые; для n'_I, Q'_I — возрастающие.

Наиболее просты по своему виду энергетические характеристики обратимых радиально-осевых агрегатов и центробежных насосов, различающихся быстроходностью. Особенностью насосных агрегатов является зависимость развиваемого напора H_H от подачи Q_H . Характер этой зависимости определяется быстроходностью насоса (рис. 6.2). Так, для тихоходных агрегатов, характеризующихся большими напорами и малыми подачами, зависимость $H_H(Q_H)$ имеет экстремум-максимум (режимная точка 6 на рис. 6.2, б). Для нормальных по быстроходности агрегатов экстремумы-максимумы наблюдаются на кривых $\eta_a(Q_H)$ и $N_{дв}(Q_H)$ (режимные точки 3 и 5 на рис. 6.2, а).

Основные энергетические характеристики насосов, так же как и для турбин, обладают определенными особенностями, общими

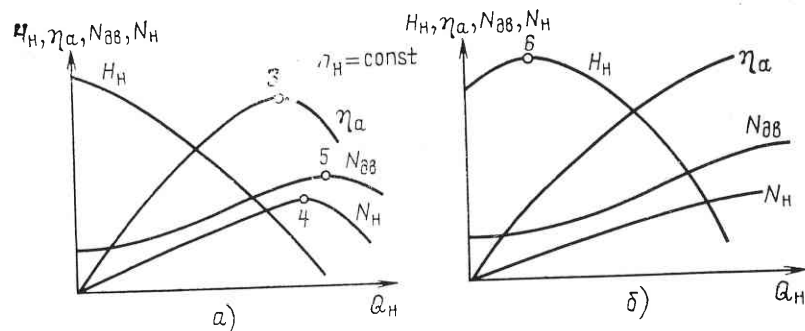


Рис. 6.2. Основные энергетические характеристики центробежных насосов

для каждой системы насосов, в том числе и особыми режимными точками, позволяющими обоснованно подходить к анализу энергетических возможностей насосов.

Характеристика потерь мощности (расхода) насосов, так же как и турбин, $\Delta N_a(Q_H)$ или $\Delta Q_a(Q_H)$ — парабола с экстремумом-минимумом в точке 2 на рис. 6.3. Ей соответствуют условия

$$\frac{d\Delta N_a}{dQ_a} = \frac{dN_{дв}}{dQ_a} - \frac{dN_H}{dQ_a} = 0. \quad (6.19)$$

Из (6.19) следует, что в точке 2 выполняются условия $dN_{дв} = dN_H$, т. е. касательные к кривым $N_{дв}(Q_H)$ и $N_H(Q_H)$ имеют одинаковый наклон, что возможно только на монотонно возрастающих кривых. В точке 2 справедливы и соотношения

$$\frac{d\Delta N_a}{dN_H} = N_H^* + N_H \frac{dN_H^*}{dN_H} = 0, \quad (6.20)$$

т. е.

$$\frac{N_H^*}{N_H} = - \frac{dN_H^*}{dN_H}. \quad (6.21)$$

Учитывая ярко выраженный выпуклый характер зависимости $N_H^*(N_H)$, координаты точки 2 удобно определять не только по характеристике $\Delta N_a(Q_H)$, но и по $N_H^*(Q_H)$.

В точке 3, лежащей правее точки 2 по Q_H , достигает максимума КПД агрегата. Проверку координат этой точки можно проводить по соотношениям

$$\frac{d\Delta N_a}{dN_{дв}} = \frac{\Delta N_a}{N_{дв}}; \quad \frac{dQ_a}{dN_{дв}} = \frac{Q_a}{N_{дв}}; \quad \frac{N_H}{N_{дв}} = \frac{dN_H}{dN_{дв}}. \quad (6.22)$$

Из (6.22) следует, что в точке 3 реализуется равенство $d\Delta N_a N_{дв} = dN_{дв} \Delta N_a$, что возможно только для монотонно возрастающих кривых $N_{дв}(Q_H)$ и $N_H(Q_H)$, т. е. левее точки 4, соответствующей максимуму $N_H(Q_H)$. Для нее характерно выполнение соотношения (рис. 6.3)

$$\frac{H_H}{Q_H} = - \frac{dH_H}{dQ_H}. \quad (6.23)$$

Эта точка может находиться только на возрастающей части кривой $\Delta N_a(N_{дв})$, где $dN_{дв} = d\Delta N_a$, т. е. приращение потребляемой мощности из сети полностью компенсируется потерями мощности в агрегате. Учитывая, что в точке 4 выполняется соотношение

$$\frac{\eta_a}{N_{дв}} = - \frac{d\eta_a}{dN_{дв}}, \quad (6.24)$$

а также вогнутый характер зависимости $\eta_a(N_{дв})$, можно сделать вывод, что эта точка находится правее точки 3 на ниспадающей ветви кривой $\eta_a(N_{дв})$.

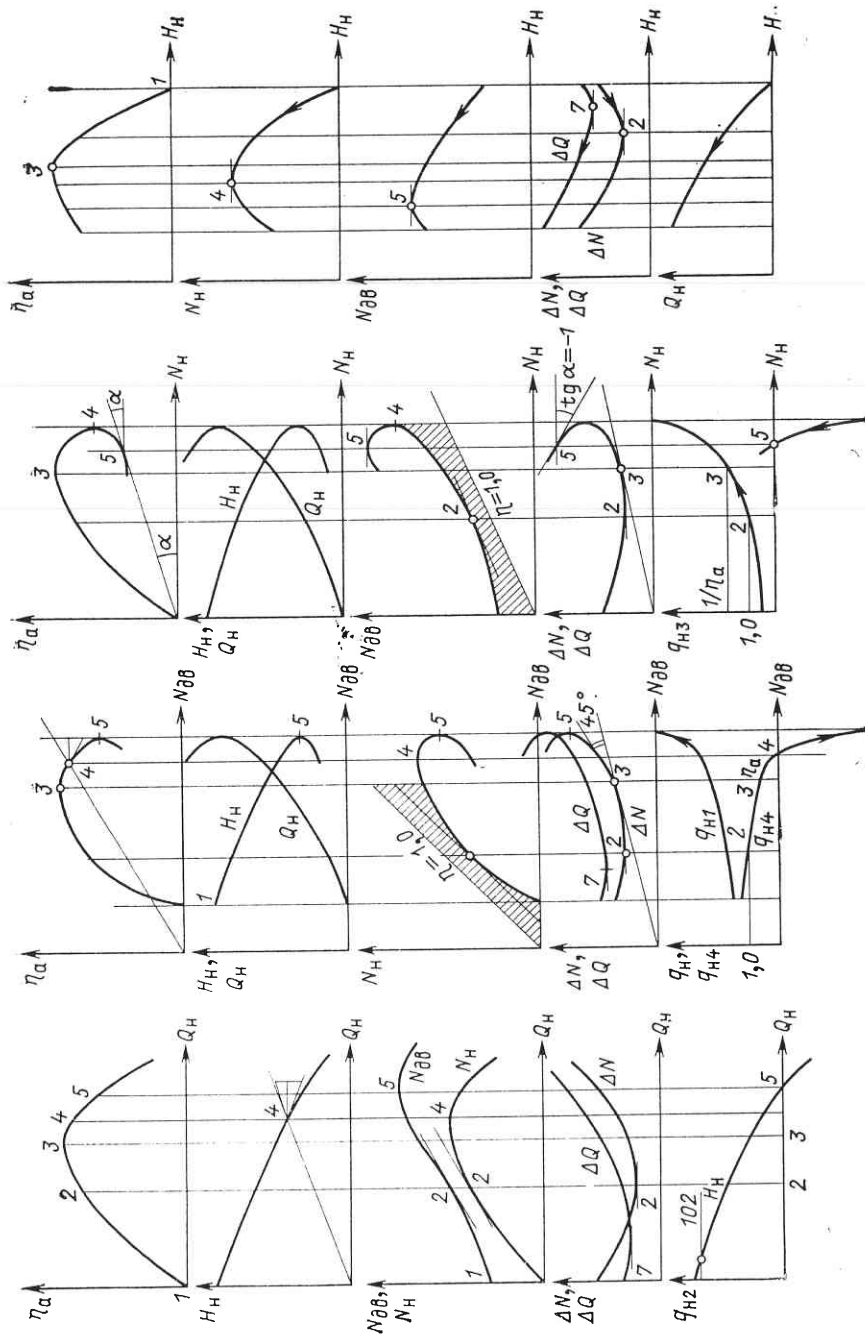


Рис. 6.3. Общий вид энергетических характеристик и особые режимные точки центробежных насосов для разных переменных параметров. Стрелки указывают на изменения параметров при непрерывном росте расхода Q_n

Для центробежных насосов средней быстроходности физический предел мощности, потребляемой агрегатом из сети, достигается в точке 5. Здесь

$$\frac{dN_{дв}}{dQ_n} = \frac{dN_n}{dQ_n} + \frac{d\Delta N_a}{dQ_n} = 0 \quad (6.25)$$

или

$$\frac{d\Delta N_a}{dN_n} = \frac{102}{H_n} \frac{d\Delta Q_a}{dN_n} = -1. \quad (6.26)$$

В точке 5 приращение полезной мощности полностью компенсируется потерями в агрегате, т. е. эта точка может быть расположена только правее точки 4 в зоне, где при увеличении Q_n растут ΔN_a и уменьшаются значения N_n (см. рис. 6.3).

Тихоходные агрегаты в рабочем диапазоне подач могут не достигать экстремума-максимума по КПД. Это означает отсутствие у них точек 4 и 5. Для этих агрегатов характерно наличие точки 6 с экстремумом-максимумом кривой $H_n(Q_n)$ (см. рис. 6.2). Здесь выполняется соотношение

$$q_n^{уд} = \frac{N_n}{Q_n} = \frac{dN_n}{dQ_n} = q_n, \quad (6.27)$$

что означает, что кривая $N_n(Q_n)$ тихоходных агрегатов левее точки 6 должна иметь параболический вид. В этой точке прямая, проведенная из начала координат, совпадает с касательной кривой $N_n(Q_n)$. Точка 6 лежит обычно левее точки 2 с минимумом $\Delta N_a(Q_n)$.

Анализ особенностей основных энергетических характеристик центробежных насосов показывает, что необходимо знать характер их изменения не только по Q_n , но и по другим параметрам режима: $N_{дв}$, N_n и H_n . Эти характеристики необходимы также для оценки эффективности работы насосных агрегатов при заданных графиках $N_{дв}(t)$ или $Q_n(t)$.

В общем виде указанные характеристики для нормальных по быстроходности агрегатов приведены на рис. 6.3 с выделением особых режимных точек.

В отличие от турбин для насосов $Q_n = Q_a$ связаны нелинейными зависимостями как с N_n , так и с $N_{дв}$. Для насосных агрегатов в режиме холостого хода в отличие от турбин $Q_n = 0$, $N_n = 0$, но $N_{дв} \neq 0$ (см. рис. 6.2).

Из приведенных характеристик следует, что правее точки 5 на рис. 6.3 Q_n продолжает расти при одновременном уменьшении H_n и, следовательно, N_n .

Особенностью всех насосов является возможность их устойчивой работы только при равенстве так называемого напора потребителя (сети) $H_{потр} = H_c$ и развиваемого насосом напора H_n :

$$H_c = H_{потр} = z_{в.б} - z_{н.б} + \Delta H_{потр} = H_n, \quad (6.28)$$

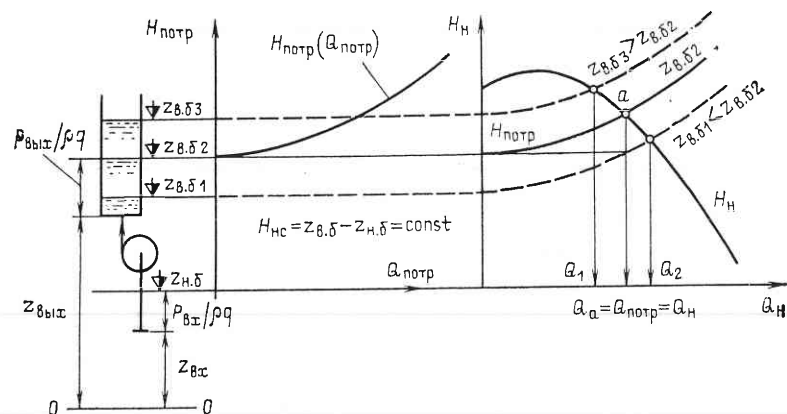


Рис. 6.4. Устойчивые режимы работы насосного агрегата

где $\Delta H_{\text{потр}} = \Delta H_{\text{потр}}(Q_n)$ — потери напора в водопроводящих сооружениях насосной установки — от входного патрубка насоса до выходного сечения напорного водовода; $z_{в.б} - z_{н.б} = H_{\text{ст}}$ — геометрический напор насосной станции.

Для обратимых радиально-осевых машин устойчивый режим работы возможен только при таком значении Q_n , когда $H_{\text{потр}}(Q_n) \equiv H_n(Q_n)$ — точка a на рис. 6.4. Этот режим даже при равенстве $H_{\text{потр}}$ и H_n может иметь место только на ниспадающей части кривой $H_n(Q_n)$. При попадании точки a на восходящую часть кривой $H_n(Q_n)$ возможно возникновение неустойчивого режима насоса, когда он будет периодически самопроизвольно набирать и сбрасывать до холостого хода свою нагрузку.

Непрерывное регулирование подачи центробежного насоса возможно при изменении $z_{н.б}$ или $z_{в.б}$, частоты вращения или дросселировании (искусственном уменьшении H_n).

Таким образом, энергетические характеристики центробежного

насоса будут представляться либо отдельной точкой, соответствующей некоторой подаче $Q_n = Q_a$, или ограниченными по Q_n отрезками характеристик, представленных на рис. 6.2 и 6.3. Это обуславливает и соответствующие требования к выбираемому для ГАЭС или НС обратимому или насосному оборудованию — малый диапазон изменения напоров в зоне больших нагрузок. В связи с этим все перечисленные выше особые режимные точки (кроме холостого хода) оказываются сосредоточенными в ма-

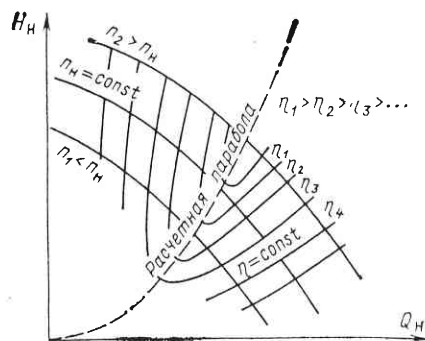


Рис. 6.5. Влияние частоты вращения на энергетические характеристики насосного агрегата

лом диапазоне изменения переменных, близких к предельным для данной станции.

Изменение частоты вращения насосных агрегатов позволяет получить эксплуатационную характеристику, показанную на рис. 6.5. Возможность изменения частоты вращения позволяет повысить регулировочные и энергетические показатели центробежных насосов.

В отличие от турбин для центробежных насосов минимум $\Delta Q(Q_n)$ (точка 7 на рис. 6.3) не совпадает с точкой 2 из-за непрерывного изменения H_n от Q_n . Координаты точки 7, располагающейся левее точки 2 по Q_n , можно найти из соотношения

$$\frac{d\Delta Q}{dQ_n} = \frac{102}{H_n^2} \left(H_n \frac{dN}{dQ_n} - \Delta N \frac{dH_n}{dQ_n} \right), \quad (6.29)$$

т. е. здесь выполняется условие

$$\frac{\Delta N_n}{H_n} = \frac{dN_n}{dH_n}. \quad (6.30)$$

По своему виду $\Delta Q(Q_n)$ близки к параболе.

Особенностью энергетических характеристик центробежных насосов нормальной быстроходности является их неоднозначность для координат $N_{дв}$, N_n и H_n (см. рис. 6.3). Вследствие этого в расчетах следует использовать в качестве расчетной переменной Q_n , а остальные параметры и характеристики получать в других координатах итерационным путем. Использование в качестве расчетных переменных $N_{дв}$ и N_n может потребоваться при оптимизации режимов НС или ГАЭС по критерию максимума подачи или запасенной энергии в верхнем бьефе. Если НС или ГАЭС обладают энергетическими характеристиками для определенного диапазона изменения напоров, то для них можно рассчитать дифференциальные характеристики вида

$$\begin{aligned} q_{n1} &= q_{N_{дв}}^{N_{дв}}(Q_n); & q_{n2} &= q_{N_{дв}}^{Q_n}(N_{дв}); \\ q_{n3} &= q_{N_n}^{N_{дв}}(N_n); & q_{n4} &= q_{N_n}^{N_{дв}}(N_{дв}). \end{aligned}$$

Для ликвидации многозначности в последних трех характеристиках их можно задавать в зависимости от Q_n , а N_n и $N_{дв}$ получать расчетным путем.

Для повышения точности расчетов вычисление q_{n1} можно производить по следующей зависимости:

$$q_{n1} = \frac{dN_{дв}}{dQ_n} = \frac{1}{102} \left[H_n \left(1 + \frac{d\Delta Q_n}{dQ_n} \right) + Q_n \frac{dH_n}{dQ_n} \right]. \quad (6.31)$$

Значение q_{n2} следует получать как обратную функцию q_{n1} . В рабочем диапазоне напоров $q_{n1}(Q_n)$ — монотонно убывающая кривая, имеющая нулевое значение в точке 5 на рис. 6.3. Анало-

гичный характер имеет и кривая $q_{H4} = q_{N_{дв}}^N(N_{дв})$:

$$q_{H4} = \frac{dN_{дв}}{dN_{дв}} = 1 - \frac{d\Delta N_{дв}}{dN_{дв}} = \eta_a + N_{дв} \frac{d\eta_a}{dN_{дв}}. \quad (6.32)$$

Эта кривая пересекает ось абсцисс в точке 4; в точке 2 $q_{H4}=1$, а в точке 3 $q_{H4}=\eta_a$. Характеристика $q_{H3}(N_{дв})$ монотонно возрастающая, определяемая соотношением

$$q_{H3} = \frac{dN_{дв}}{dN_{дв}} = 1 + \frac{d\Delta N_{дв}}{N_{дв}} = \frac{1}{\eta^2} \left(\eta - N_{дв} \frac{d\eta_a}{dN_{дв}} \right). \quad (6.33)$$

В рабочем диапазоне напоров в точке 2 $q_{H3}=1$; в точке 3 значение $q_{H3}=\eta_a^{-1}$, и здесь же пересекаются между собой удельные и дифференциальные характеристики насоса. Вид энергетических характеристик обратимых радиально-осевых агрегатов позволяет сделать следующие выводы.

Дифференциальные характеристики $q_{H1}(Q_H)$ и $q_{H2}(N_{дв})$ не обеспечивают условия достаточности достижения минимума $N_{дв}(Q_H)$ и максимума $Q_H(N_{дв})$, что определяет необходимость работы этих агрегатов в предельных режимах.

В то же время достаточные условия для энергетических критериев максимума $N_{дв}(N_{дв})$ и минимума $N_{дв}(N_{дв})$ выполняются. Это позволяет использовать характеристики $q_{H3}(N_{дв})$ и $q_{H4}(N_{дв})$ для оптимизационных расчетов режимов НС и ГАЭС. При этом, естественно, должны учитываться условия баланса $N_{дв}$ и $N_{потр}$.

Наиболее эффективным регулированием нагрузки обладают осевые и диагональные насосы и обратимые агрегаты, использующие указанные гидромашины.

Общий вид главных универсальных характеристик осевых и диагональных обратимых агрегатов был дан на рис. 6.1. На рис. 6.6 представлена эксплуатационная характеристика осевого насоса, а на рис. 6.7 — его фазовые характеристики при $n_H = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$. Их особенностью является то, что при $Q_H=0$ мощность двигателя $N_{дв}$ достигает своего максимального значения, а затем при увеличении Q_H несколько снижается. Кроме того, на $H_H(Q_H)$ имеются две ниспадающие ветви, но только одна из них, имеющая параболический характер, является рабочей частью этой характеристики (правее точки 6 на рис. 6.7).

Для осевых насосов точка 4 с максимумом $N_{дв}(Q_H)$ может находиться в зоне между точками 2 ($\Delta N_a^{\min}$) и 3 ($\eta_a^{\max}$). В точке 2 параллельны касательные к кривым $N_{дв}(Q_H)$ и $N_H(Q_H)$. В точке 6 экстремума-минимума достигает $N_{дв}(Q_H)$. Здесь же равняется нулю и q_{H1} (при $n_H = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$); по абсолютному значению q_{H1} всегда меньше $q_{H1}^{\text{уд}} = N_{дв}/Q_H$.

Основное отличие обратимых осевых и диагональных агрегатов от радиально-осевых — возможность непрерывного регулирования режима подачи при $N_{потр}(Q_{потр}) = \text{var}$. Это дает возможность представления энергетических характеристик этих агрегатов и в

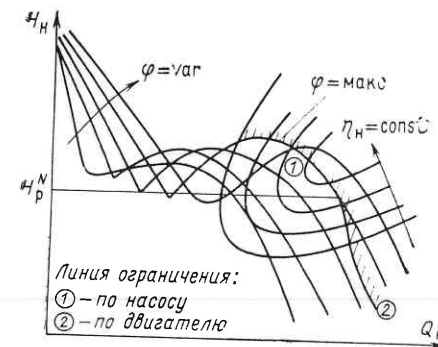
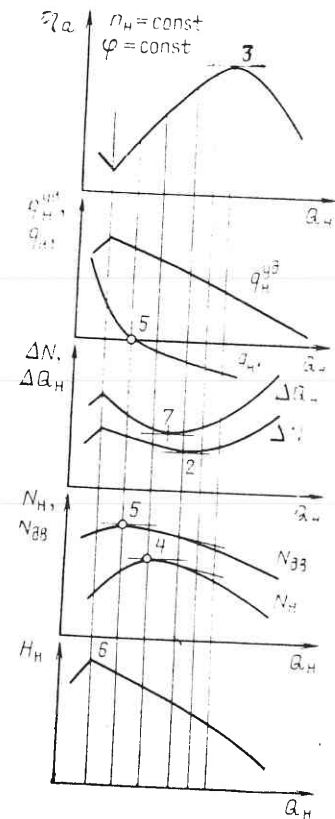


Рис. 6.6. Эксплуатационные характеристики обратимой осевой гидромашины

Рис. 6.7. Общий вид основных энергетических характеристик обратимой осевой гидромашины для $n_H = \text{const}$ и $\varphi = \text{const}$



насосном режиме при $H_H = \text{const}$.

На рис. 6.8 представлены энергетические характеристики обратимого агрегата при $H_H = \text{const}$. Особенностью их является многоэкстремальность $\Delta N_a(N_a)$ и $q_{H2}(N_{дв})$. В особых режимных точках 2', 2'' и 2''' $q_{H2} = (9,81 H_H)^{-1}$, в точке 3 $q_{H2} = \eta_a (9,81 H_H)^{-1}$, в точке 4 эта характеристика пересекает ось абсцисс $N_{дв}$. По всему виду характеристика $\Delta Q_a(N_{дв})$ совпадает с $\Delta N_a(N_{дв})$ при $H_H = \text{const}$ и может быть использована для расчета дифференциальных характеристик насоса

$$q_{H1} = \frac{dN_{дв}}{dQ_H} = \frac{H_H}{102} + \frac{d\Delta N_{дв}}{dQ_H} = \frac{H_H}{102} \left(1 + \frac{d\Delta Q_a}{dQ_a} \right); \quad (6.34)$$

$$q_{H2} = \frac{dQ_H}{dN_{дв}} = \frac{1}{q_{H1}} = \frac{102}{H_H} - \frac{d\Delta Q_a}{dN_{дв}}. \quad (6.35)$$

Формулы для расчета q_{H3} и q_{H4} соответствуют формулам (6.32) и (6.33).

Для получения энергетических характеристик агрегатного блока с осевыми или диагональными насосами следует использовать балансовый метод (см. гл. 4). Основой для расчета в этом случае, так же как и для турбин, служат характеристики потерь мощности или расхода в зависимости от общего параметра Q_H .

$$\Delta N_{a.бл}(Q_H) = \Delta N_H(Q_H, H_H) + \Delta N_{вод}(Q_H); \quad (6.36)$$

$$N_{a.бл}^{\text{под}} = N_{a.бл}(Q_H) + \Delta N_{a.бл}(Q_H); \quad (6.37)$$

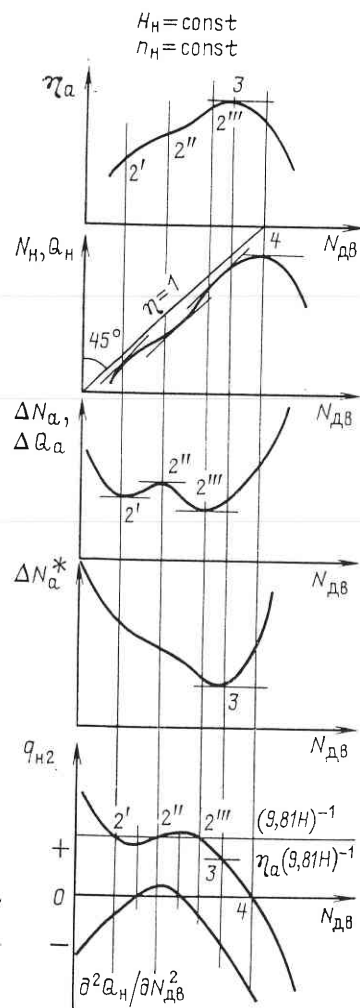


Рис. 6.8. Общий вид основных энергетических характеристик обратимого диагонального агрегата

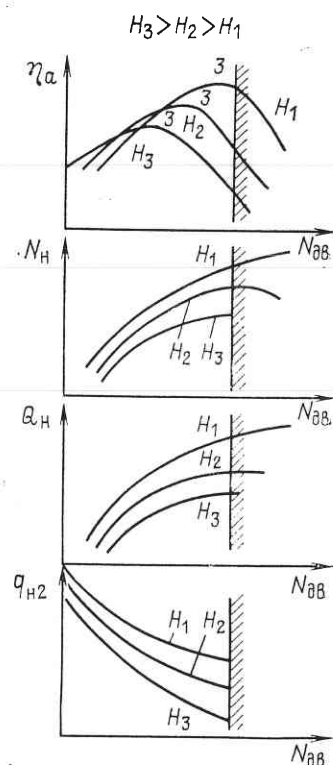


Рис. 6.9. Энергетические характеристики осевого обратимого агрегата при переменном напоре

$$N_{a.6л} = 9,81 Q_H H_{a.6л} = 9,81 Q_H (z_{в.6} - z_{н.6}); \quad (6.38)$$

$$H_H = H_{a.6л} + \Delta H_{вод}(Q_H); \quad (6.39)$$

$$N_H = 9,81 Q_H H_H. \quad (6.40)$$

Изменение H_H влечет за собой изменение и энергетических характеристик осевых и диагональных обратимых агрегатов. При этом предельная нагрузка агрегатов определяется двигателем и в ряде случаев — условиями их бескавитационной работы (рис. 6.9).

6.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НС, ГАЭС И ДРУГИХ ТИПОВ ГЭУ

Энергетические характеристики НС и насосного режима ГАЭС в целом, так же как и для ГЭС, могут быть представлены как зависимости абсолютных или относительных показателей станции между собой, полученные в результате решения задачи внутристанционной оптимизации.

Общая постановка указанной задачи для НС или ГАЭС в насосном режиме идентична рассмотренной для ГЭС — это организация эффективной работы этих ГЭУ как промышленных предприятий с учетом их особенностей. Изменяется лишь состав исходной информации и ее общий вид, а также критерий оптимальности.

Так, например, для НС в качестве критерия оптимальности может быть принято требование обеспечения минимального потребления мощности из системы $N_{НС}(t)$ при заданных условиях работы и известной подаче во времени $Q_{НС}(t)$, т. е.

$$N_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} N_{н.аi}(t) \rightarrow \min \quad (6.41)$$

при

$$Q_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} Q_{н.аi}(t). \quad (6.42)$$

Возможна и обратная задача, когда при известном графике $N_{НС}(t)$ необходимо обеспечить максимум подачи $Q_{НС}(t)$:

$$Q_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} Q_{н.аi}(t) \rightarrow \max \quad (6.43)$$

при

$$N_{НС}(t) = \sum_{i=1}^{z^0, s^0} N_{н.аi}(t). \quad (6.44)$$

Для насосного режима ГАЭС критерием оптимальности может быть обеспечение (6.44) при максимальном объеме закачиваемой в верхний бассейн воды за период $T = t_K - t_0$

$$J = \int_{t_0}^{t_K} Q_{НС}(t) dt \rightarrow \max \quad (6.45)$$

или накопление максимальной энергии за тот же период, т. е.

$$J = \mathcal{E}^{пол} = \int_{t_0}^{t_K} \sum_{i=1}^{z^0, s^0} N_{нi}(t) dt \rightarrow \max. \quad (6.46)$$

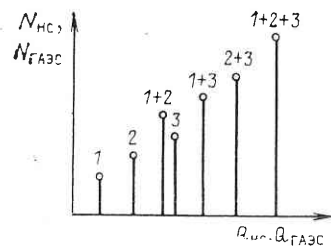
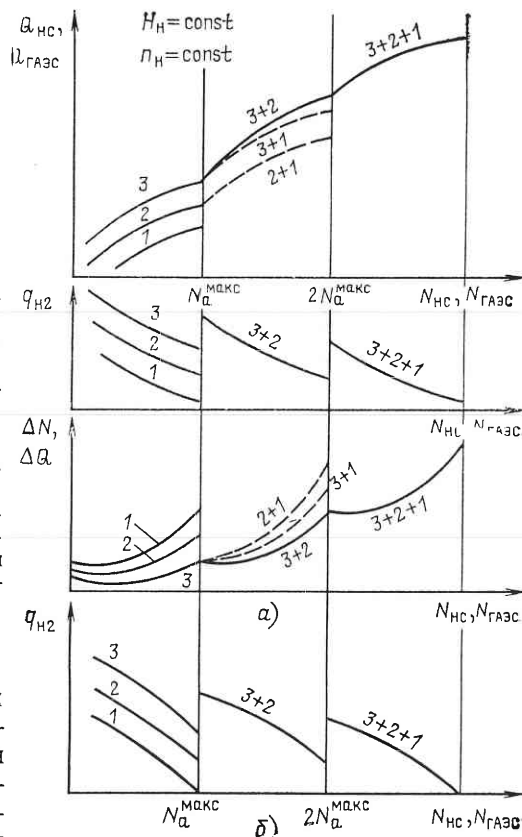


Рис. 6.10. Энергетические характеристики НС с центробежными насосами и ГАЭС в насосном режиме с тремя разными обратимыми радиально-осевыми гидромашинами

Рис. 6.11. Энергетические характеристики НС с центробежными насосами и ГАЭС в насосном режиме с тремя разными обратимыми осевыми (а) и диагональными (б) агрегатами



Естественно, что при решении указанных задач должны учитываться все возможные технологические, условные и безусловные ограничения режима насосных агрегатов и ГЭУ в целом.

Для НС и ГАЭС в насосном режиме имеется одна особенность по сравнению с ГЭС: *крупные центробежные насосы и обратимые радиально-осевые машины при постоянных уровнях бьефов имеют только один допустимый режим по $N_{НС}$ или $Q_{НС}$* (см. § 6.2), т. е. для всей станции количество таких режимов определяется только разнотипностью агрегатов и их числом.

На рис. 6.10 дана расходная характеристика НС и ГАЭС при $z_{в.б} = \text{const}$, $z_{н.б} = \text{const}$ и $n_H = \text{const}$. Некоторая возможность управления режимом этих агрегатов и распределением нагрузки между ними появляется при учете изменения во времени $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$, а также изменения частоты вращения агрегатов.

Если на ГАЭС установлены обратимые осевые или диагональные агрегаты, то решение поставленной задачи для насосного режима имеет много общего с реализацией ее для ГЭС. Например, когда на ГАЭС $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$, необходимое условие распределения подачи $Q_{ГАЭС}(t)$ или $N_{ГАЭС}(t)$ может быть записано

в виде

$$q_{n1}(t) = q_{n2}(t) = \dots = q_{nz}(t) = q_{ГАЭС}(t) = \lambda(t). \quad (6.47)$$

Полученные условия будут достаточны только для рабочей зоны нагрузок диагональных и осевых гидромашин.

Выбор оптимального числа и состава работающих агрегатов НС или ГАЭС в насосном режиме производится, как и для ГЭС, по характеристикам потерь расхода (мощности) в агрегатах. Эти же характеристики определяют и точки включения-отключения агрегатов. На рис. 6.11, а показаны характеристики малоагрегатной НС ($z=3$) или ГАЭС в насосном режиме с обратимыми осевыми гидромашинами при $n_H = \text{const}$ и $H_{ai}(t) = H_{aj}(t) = \text{const}$ и заданном непрерывном графике $N_{НС}(t)$. На рис. 6.11, б дана дифференциальная характеристика ГАЭС с диагональными обратимыми агрегатами. В отличие от соответствующей характеристики осевых агрегатов для диагональных гидромашин $q_{n2}(N_{НС})$ — кусочно-вогнутые кривые.

Расчет необходимости включения-отключения насосных агрегатов аналогичен рассмотренному в гл. 5 для ГЭС. На основании анализа энергетических характеристик насосных агрегатов можно сделать вывод, что целесообразность включения $(z+1)$ -го агрегата по критерию $Q_{НС} \rightarrow \max$ определяется $Q_{НС} = A = \text{const}$, если

$$0,5(q_z + q_{z+1}) < q_{z+1}^{уд}(N_{z+1}), \quad (6.48)$$

а отключения, если

$$0,5(q_z + q_{z+1}) > q_{z+1}^{уд}(N_{z+1}), \quad (6.49)$$

где q_z и q_{z+1} — дифференциальные показатели НС или ГАЭС в насосном режиме при z и $z+1$ включенных агрегатах для $N_{НС} = A$; $q_{z+1}^{уд}(N_{z+1})$ — удельный показатель $(z+1)$ -го агрегата при $N_{z+1} = N_{z+1}(q_{z+1}(N_{НС}))$.

Условия (6.48) и (6.49) выведены по аналогии с рассмотренными в гл. 5 (см. рис. 5.13). При этом для расчета $Q_{НС}$ были изменены пределы интегрирования с учетом монотонно убывающего характера $q_{n2}(N_{НС})$

$$Q_{НСz} = \sum_{i=1}^z \int_{N_{x,x}}^A q_{n2}(N_{НС}) dN_{НС}; \quad (6.50)$$

$$Q_{НСz+1} = \sum_{i=1}^z \int_{N_{x,x}}^{N_{НС}^{z+1}} q_{n2}(N_{НС}) dN_{НС} + q_{z+1}^{уд} N_{a,z+1}, \quad (6.51)$$

где $N_{НС} = A = N_{НС} + N_{a,z+1}$.

Так же как и для ГЭС, наличие на НС или ГАЭС одинаковых агрегатов позволяет значительно упростить расчеты по оптимизации внутростанционных режимов.

Расчеты ГАЭС несомненного типа в турбинном режиме отличаются от расчетов ГЭС только тем, что напор $H_{а.бл}$ зависит не

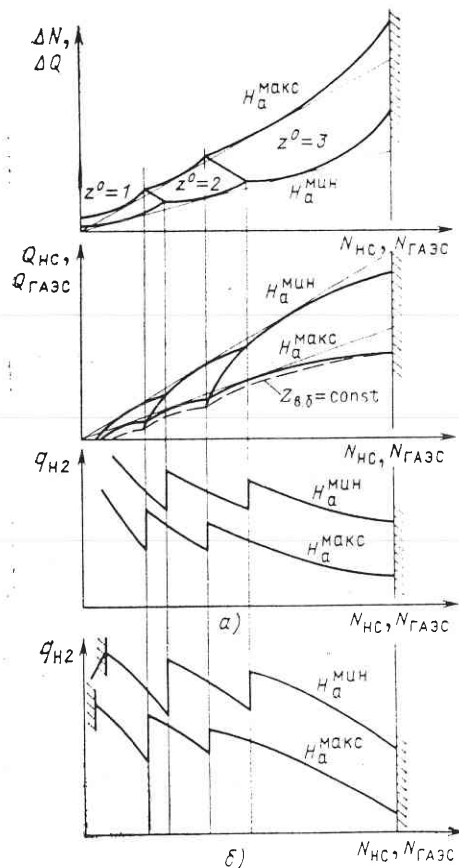


Рис. 6.12. Энергетические характеристики НС и ГАЗС в насосном режиме с одинаковыми осевыми (а) и диагональными (б) агрегатами

столько от $Q_{\text{ГАЗС}}$, сколько от $z_{\text{в.б}}(t)$ и $z_{\text{н.б}}(t)$. Расход же $Q_{\text{ГАЗС}}$ влияет на $\Delta H_{\text{вод}}(Q_{\text{ГАЗС}})$. Вид энергетических характеристик ГАЗС в турбинном режиме аналогичен характеристикам, рассмотренным для приплотинных ГЭС (см. § 5.3). Сказанное относится и к турбинному режиму ПЭС или ГЭС-ГАЗС.

Технологические особенности НС или ГАЗС в насосном режиме при больших водохранилищах. Для обратимых радиально-осевых агрегатов напор $H_{\text{н}}$ практически постоянен. Регулирование подачи может осуществляться лишь изменением числа работающих агрегатов или $n_{\text{н}}$. Энергетические характеристики в этом случае будут представлены множеством точек ($N_{\text{НС}}, Q_{\text{НС}}$) при $z = \text{var}$, которые лежат на одной прямой, соединяющей их с началом координат. Если $z_{\text{в.б}}$ и $z_{\text{н.б}}$ изменяются во времени и по расходу, то характеристика НС (или ГАЗС) будет представлена в виде отрезков кривых, соответствующих $H_{\text{н}} = \text{var}$.

Для обратимых диагональных и осевых агрегатов построение характеристик аналогично построению рассмотренных выше характеристик ГЭС (см. § 5.3). Изменится лишь внешний вид этих характеристик. Для этих гидромашин построение энергетических характеристик НС или ГАЗС в насосном режиме следует производить так же, как и для ГЭС, т. е. на основе баланса мощности с использованием характеристик потерь и метода особых режимных точек (см. § 4.2). Например, на рис. 6.12, а прямая, проведенная из начала координат, и общая касательная к кривым $\Delta Q_{\text{НС}}(N_{\text{НС}})$, $\Delta N_{\text{НС}}(N_{\text{НС}})$ и $Q_{\text{НС}}(N_{\text{НС}})$ должны совпадать. При этом в точках касания обеспечивается максимум КПД установки.

Основное отличие дифференциальных характеристик, представленных на рис. 6.12, от соответствующих характеристик ГЭС заключается в том, что они являются кусочно-убывающими кривыми по $N_{\text{НС}}$; в координатах ($q_{\text{н1}}, Q_{\text{НС}}$) указанные характеристики — кусочно возрастающие кривые. При необходимости иметь энергетические характеристики, соответствующие $z_{\text{в.б}} = \text{const}$, расчет их можно проводить методом баланса потерь мощности по аналогии с ГЭС, учитывая лишь особенности технологического процесса НС и ГАЗС в насосном режиме. Здесь потери мощности увеличивают $N_{\text{НС}}$ и соответственно уменьшают величину подачи.

Глава 7

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОХРАНИЛИЩ

7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Водохранилище любой ГЭУ представляет собой аккумулятор энергии, запасенной в нем в виде некоторого объема воды, поднятой на определенную высоту по отношению к нижнему бьефу. Под энергетическим потенциалом водохранилища будем понимать максимально возможную энергию, подведенную к ГЭУ при заданных физических параметрах самого водохранилища, а под энергетическими характеристиками водохранилища — зависимость энергии, подведенной к ГЭУ, от определяющих факторов.

Как энергетический потенциал водохранилища, так и его энергетические характеристики не являются неизменными для всех условий. Они зависят от множества факторов: размеров водохранилища, подведенного напора, размера притока и потерь воды из него (включая и забор воды на нужды народного хозяйства), характеристик верхнего и нижнего бьефов для каждого расчетного интервала времени, расчетного интервала и т. д. Энергия, аккумулированная в водохранилище, зависит также от технологической схемы преобразования энергии водохранилища (ГЭС, ГАЗС, их каскады и т. д.), режимов его использования, вопросов экологии и т. д. Естественно, что ряд факторов вероятностного характера вносит элемент случайности и в энергетические показатели водохранилища. Изучение особенностей энергетических характеристик водохранилищ и влияющих на них факторов необходимо для оценки эффективности использования энергии, подведенной к ГЭУ, а также для определения энергетического потенциала водохранилищ водохозяйственного назначения.

Системный учет факторов, влияющих на энергетический потенциал водохранилища, позволит более эффективно управлять его режимом и повысить КПД использования гидроэнергетического потенциала данного створа.

В реальных условиях не вся энергия, аккумулированная в водохранилище, может быть использована для выработки энергии.

вследствие технологических потерь энергии на самой ГЭУ (дери-
вация, водоводы, гидроагрегаты), а также различных ограничений
режимов, которые в ряде случаев могут служить причиной неиз-
бежных потерь энергии в виде холостых сбросов.

7.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС

Математическую постановку и решение задачи расчета потен-
циальных запасов энергии в водохранилище ГЭС будем рассмат-
ривать, начиная от простейшего случая к более сложным.

Рассмотрим сначала следующую простейшую задачу.
Для заданного периода времени $T = t_k - t_0$, известных граничных
значений НПУ и УМО, соответствующих характеристик верхнего
и нижнего бьефов в виде $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{н.б}(Q_{н.б})$ для установившегося
режима работы ГЭС требуется найти экстремум функционала

$$\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_{ГЭС}^{пол} = \int_{t_0}^{t_k} N_{в.б}(t) dt \rightarrow \max, \quad (7.1)$$

где

$$N_{в.б}(t) = N_{ГЭС}^{пол}(t) = 9,81 Q_{в.б}(t) H_{ГЭС}(t); \quad (7.2)$$

$$Q_{в.б}(t) = \frac{dV_{сраб}(h_{сраб}(t))}{dt} = Q_{н.б}(t); \quad (7.3)$$

$$H_{ГЭС}(t) = H_{г.у}^{пол} - h_{сраб}(t) - \Delta z_{н.б}(t); \quad (7.4)$$

$$h_{сраб}(t) = \nabla \text{НПУ} - z_{в.б}(V_{сраб}(t)); \quad (7.5)$$

$$\Delta z_{н.б}(t) = z_{н.б}(Q_{н.б}(t) - z_{н.б}(Q_{н.б} = 0)). \quad (7.6)$$

Допускается условие полного использования энергии водохра-
нилища, т. е. $Q_{в.б} = Q_{н.б} = Q_{ГЭС}$, отсутствие приточности в водохра-
нилище $Q_{пр}(t) = 0$, а также отсутствие любых ограничений режи-
ма. Первые два условия характерны для таких ГЭС, как Виллюй-
ская, Колымская и других, имеющих длительное регулирование
стока (см. гл. 8). Для этих ГЭС в период зимней межени приточ-
ность в водохранилище практически отсутствует, а энергетичес-
кая емкость водохранилища, за исключением экстремальных по
водности условий полностью используется для выработки энергии.

Рассматриваемая задача может быть отнесена к области клас-
сического вариационного исчисления с переменными $V_{сраб}(t)$, где
подынтегральное выражение зависит от $V_{сраб}$, $Q_{в.б}$ и t .

Необходимые условия оптимальности режима использования
водохранилища при заданных начальных условиях могут быть
получены решением уравнения Эйлера вида

$$\frac{\partial N_{в.б}}{\partial V_{сраб}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial N_{в.б}}{\partial Q_{в.б}} = 0. \quad (7.7)$$

Решая (7.7), получаем, что оптимальное использование водо-
хранилища по критерию (7.1) будет соответствовать такому режи-
му $V_{сраб}(t)$, когда

$$\frac{d\xi(t)}{dt} = 0, \quad (7.8)$$

где

$$\xi = \xi(Q_{н.б}) = z_{н.б}(Q_{н.б}) + Q_{н.б} \frac{dz_{н.б}}{dQ_{н.б}}. \quad (7.9)$$

Очевидно, что условие (7.8) соответствует постоянству во времени
 $z_{н.б}$ и, следовательно, $Q_{в.б} = Q_{н.б}$:

$$\left. \begin{aligned} z_{н.б}^0 &= z_{н.б}^0(t) = z_{н.б}(Q_{в.б}(t)) = \text{const}; \\ Q_{н.б}^0 &= Q_{в.б}^0 = Q_{в.б}^0(t) = \text{const}, \end{aligned} \right\} \quad (7.10)$$

т. е. оптимальный установившийся режим любого водохранилища
в рассматриваемой постановке соответствует его равномерной
сработке (по значению расхода).

Граничные условия по НПУ и УМО при этом соблюдаются
следующим образом. Для заданных значений $V_{в.б} = V_{в.б}(t_0)$ и
 $V_{в.к} = V_{в.б}(t_k)$ следует рассчитать $Q_{в.б}^0$ по формуле

$$Q_{в.б}^0 = [(V_{в.б} - V_{в.к})/T] = \text{const}. \quad (7.11)$$

Подставив (7.11) в (7.2) и далее в (7.1), получаем, что энер-
гопотенциал водохранилища при заданных значениях НПУ и
УМО, а также $T = t_k - t_0$ можно рассчитать по формуле

$$\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_{ГЭС}^{пол} = 9,81 Q_{в.б}^0 \int_{t_0}^{t_k} H_{ГЭС}(t) dt. \quad (7.12)$$

Очевидно, что энергетический потенциал водохранилища $\mathcal{E}_в^{\max}$
может быть определен на основе анализа зависимости от влияю-
щих на него факторов.

Преобразуем (7.12)

$$\mathcal{E}_в = k_{\mathcal{E}} Q_{в.б} T \bar{H}_{ГЭС} = k_{\mathcal{E}} V_{сраб} \bar{H}_{ГЭС}, \quad (7.13)$$

где $k_{\mathcal{E}} = 0,00272$ — коэффициент пересчета при условии, что
 $\mathcal{E}_в$ — в кВт·ч, $V_{сраб}$ — в м³, а T — в с; $\bar{H}_{ГЭС}$ — средневзвешенное
во времени значение напора $H_{ГЭС}$ при условии сработки водохра-
нилища постоянным расходом $Q_{в.б}$ от $V_{в.б}$ до $V_{в.к}$, т. е.

$$\bar{H}_{ГЭС} = \left(\int_{t_0}^{t_k} H_{ГЭС}(t) dt \right) / T. \quad (7.14)$$

Для наиболее часто встречающихся случаев представления
объемной характеристики водохранилища в виде линейной или
параболической функции от $h_{сраб}$ (т. е. $h_{сраб} = k_1 V_{сраб}$ или $h_{сраб} =$
 $= k_2 V_{сраб}^2$) значение $\bar{H}_{ГЭС}$ может быть найдено аналитическим

путем по формулам

$$\bar{H}_{ГЭС} = H_{Г.у}^{под} - \alpha_1 h_{сраб.к} - \Delta z_{н.б}(Q_v) = z_{в.б0} - \alpha_1 h_{сраб.к} - z_{н.б}(Q_v); \quad (7.15)$$

$$\bar{H}_{ГЭС} = H_{Г.у}^{под} - \alpha_2 h_{сраб.к} - \Delta z_{н.б}(Q_v) = z_{в.б0} - \alpha_2 h_{сраб.к} - z_{н.б}(Q_v). \quad (7.16)$$

Здесь $h_{сраб.к}$ — конечная глубина сработки водохранилища за время $T = t_k - t_0$ при постоянном расходе Q_v , определяемом по (7.11); $\alpha_1 = 1/2$ и $\alpha_2 = 1/3$ — постоянные коэффициенты для $h_{сраб} = k_1 V_{сраб}$ и $h_{сраб} = k_2 V_{сраб}^2$.

В (7.13) $\mathcal{E}_в$ однозначно зависит только от объема сработки водохранилища за время T , т. е. $\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_в(V_{сраб})$, или $\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_в(h_{сраб})$, или $\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_в(z_{н.б})$. Эти зависимости называются энергетическими характеристиками водохранилища.

С учетом (7.15) и (7.16) $\mathcal{E}_в$ может быть представлен в виде следующего равенства:

$$\mathcal{E}_в = \mathcal{E}_{Г.у}^{под} - \Delta \mathcal{E}_{в.б} - \Delta \mathcal{E}_{н.б}, \quad (7.17)$$

где

$$\mathcal{E}_{Г.у}^{под} = k_{\mathcal{E}} H_{Г.у}^{под} V_{сраб.к}; \quad (7.18)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{в.б} = k_{\mathcal{E}} \alpha h_{сраб.к} V_{сраб.к}; \quad (7.19)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{н.б} = k_{\mathcal{E}} \Delta z_{н.б} V_{сраб.к}. \quad (7.20)$$

В (7.18) — (7.20) все величины однозначно зависят от $V_{сраб.к}$. Величина $\mathcal{E}_{Г.у}^{под}$ линейна по отношению к $V_{сраб.к}$; $\Delta \mathcal{E}_{в.б}(V_{сраб})$ является параболической зависимостью в степени 2 или 3 при линейной или квадратичной зависимости $h_{сраб}$ от $V_{сраб}$; величина $\Delta \mathcal{E}_{н.б}$ не зависит от значения $T = t_k - t_0$; потери энергии за счет поднятия нижнего бьефа $\Delta \mathcal{E}_{н.б}$ нелинейны по отношению к $V_{сраб}$ и зависят от $T = t_k - t_0$ (рис. 7.1, а, в).

Действительно, для любого $V_{сраб.к}$ при разных T (пусть $T_1 < T_2 < T_3$) получаем разные значения $Q_v = Q_{н.б} = V_{сраб}/T$ и, следовательно, разные $\Delta z_{н.б}(Q_{н.б})$. При этом потери за счет нижнего бьефа тем больше, чем меньше T (рис. 7.1, в).

Учитывая вид зависимостей $\mathcal{E}_{Г.у}^{под}(V_{сраб.к})$, $\Delta \mathcal{E}_{в.б}(V_{сраб.к})$, $\Delta \mathcal{E}_{н.б}(V_{сраб.к}, T)$, можно предположить возможность существования точки экстремума-максимума $\mathcal{E}_в$ при некотором значении $V_{сраб}^0$ или $h_{сраб}^0$ при $T = \text{const}$ (рис. 7.1, б).

Необходимые условия его существования можно найти из следующего соотношения:

$$\frac{d\mathcal{E}_в}{dV_{сраб.к}} = k_{\mathcal{E}} \left(\bar{H}_{ГЭС} + V_{сраб.к} \frac{d\bar{H}_{ГЭС}}{dV_{сраб.к}} \right) = 0, \quad (7.21)$$

что соответствует выполнению условия

$$\text{tg } \alpha = \frac{\bar{H}_{ГЭС}}{V_{сраб.к}} = - \frac{d\bar{H}_{ГЭС}}{dV_{сраб.к}} = - \text{tg } \beta. \quad (7.22)$$

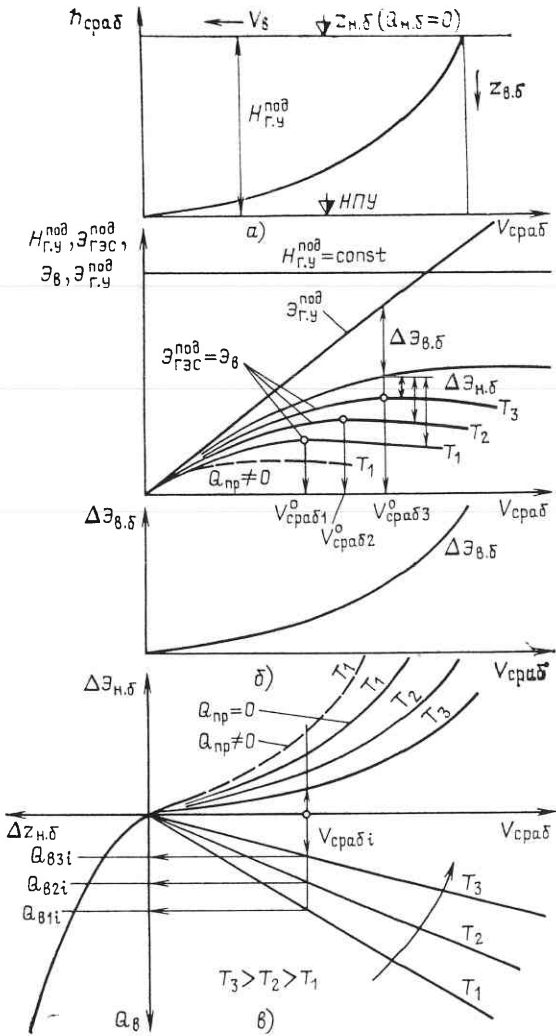


Рис. 7.1. Общий вид энергетической характеристики водохранилища ГЭС

Реализацию (7.22) с учетом невысокой точности используемой информации можно осуществить графоаналитическим методом, как это показано на рис. 7.2.

Для расчета указанной оптимальной глубины сработки водохранилища $h_{сраб}^0$ при заданном T предварительно строится зависимость $\bar{H}_{ГЭС}(V_{сраб.к}, T)$ по формулам (7.15) или (7.16). Затем итерационным путем производится поиск такой $h_{сраб.к}$, для которой будет выполняться условие (7.22).

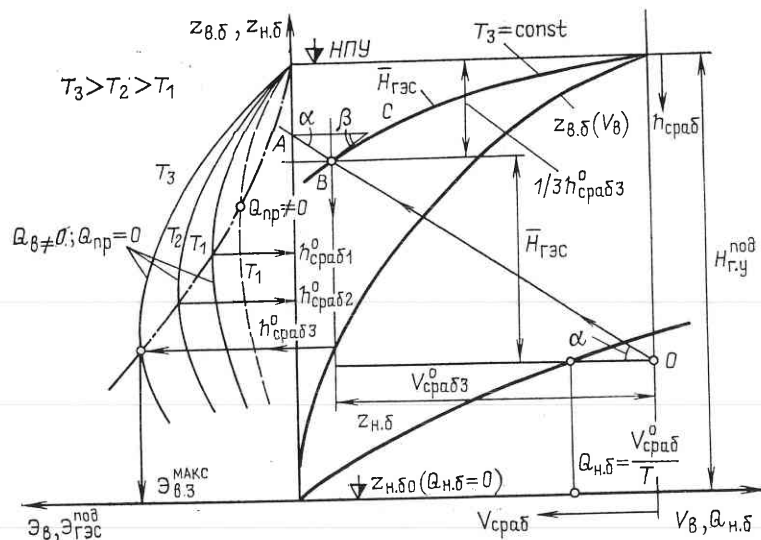


Рис. 7.2. Расчет оптимальной глубины сработки водохранилища при $Q_{пр}=0$ для разных периодов сработки T

Последовательность всех расчетов, выполняемых табличным способом, будет выглядеть следующим образом.

Задаются рядом значений $V_{сраб.к}(0, V_1, V_2, \dots, V_n)$ при $V_{n-1} < V_n$ и при известном T определяют $Q_{в0}, Q_{в1}, \dots, Q_{вn}$ по формуле

$$Q_{вn} = V_{срабn}/T. \quad (7.23)$$

По кривой $z_{н.б}(Q_{н.б})$ находят $z_{н.б0}, z_{н.б1}, \dots, z_{н.бn}$ при условии, что $Q_{н.б} = Q_{вn}$. Затем рассчитывается средняя отметка уровня воды в водохранилище по формуле

$$\bar{z}_{в.бn} = z_{в.б0} - \alpha h_{сраб.к}. \quad (7.24)$$

Величина $\bar{H}_{гэсn}$ может быть получена как разность между $\bar{z}_{в.бn}$ и $z_{н.бn}$ и ставится в соответствие заданному значению $V_{сраб.к}$ или $h_{сраб.к}$. Тем самым определяется зависимость $\bar{H}_{гэс}(V_{сраб}, T)$.

Затем для каждого значения $Q_{вn}$ (т. е. $V_{срабn}$ и $z_{н.бn}$) проверяется выполнение условия (7.22), как это сделано для $h_{сраб}^0$ на рис. 7.2. Здесь для некоторого $V_{сраб}$ и заданного T найдено $Q_{в}$ по (7.23) и $z_{н.б}(Q_{в})$. Полученное значение уровня $z_{н.б}$ перенесено по горизонтали в точку O , соответствующую условию $V_{сраб}=0$. Через точки B [т. е. $V_{сраб}(\bar{H}_{гэс})$] и O проведен луч OA . В точке B к зависимости $\bar{H}_{гэс}(V_{сраб})$ проведена касательная BC . Между лучами BA и BC проведена горизонтальная линия, образовавшая треугольник с углами α и β , тангенсы которых численно равны левой и правой частям (7.22).

Если получается равнобедренный треугольник (т. е. $\alpha=\beta$), то $h_{сраб.к}$ является оптимальной по значению потенциальной энергии

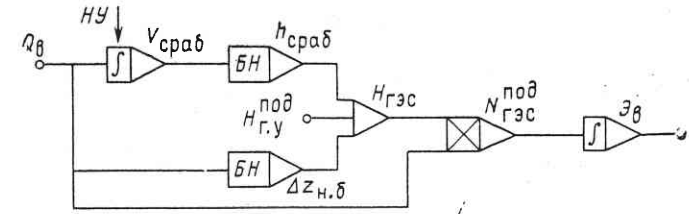


Рис. 7.3. Структурная схема расчета отдачи водохранилища $\Delta \alpha$ при $Q_{в}=\text{const}$ и $Q_{пр}=0$

водохранилища при заданном T и равномерном режиме сработки водохранилища.

Для полученной $h_{сраб}^0$ выполняется следующее условие: приращение энергии за счет увеличения $Q_{в.к}$ (т. е. $V_{сраб.к}$) на $dV_{сраб.к}$ будет численно равно потерям энергии за счет уменьшения напора на $d\bar{H}_{гэс}$ при том же $V_{сраб.к}$. Это следует из уравнения, преобразованного из (7.22):

$$d\Delta Q = k_2 \bar{H}_{гэс} dV_{сраб.к} = -k_2 V_{сраб.к} d\bar{H}_{гэс} = -d\Delta H. \quad (7.25)$$

Дальнейшая сработка водохранилища приведет к уменьшению $\Delta \alpha$ по сравнению с оптимальным ее значением при $h_{сраб}^0$ за счет роста потерь энергии от уменьшения $\bar{H}_{гэс}$.

Из сказанного следует, что $h_{сраб}^0$, а также $\Delta \alpha_{\text{макс}}$ зависят от подведенного напора $H_{г.у}^{под}$, интервала T , вида зависимостей $V_{в}(z_{в.б})$ и $z_{н.б}(Q_{н.б})$ и режима сработки водохранилища. Любое отклонение от оптимального режима сработки ведет к появлению так называемых режимных потерь энергии и уменьшению возможных к использованию потенциальных запасов гидроэнергии в водохранилище.

Для характеристик водохранилища вида $h_{сраб}=k_1 V_{сраб}$ и $h_{сраб}=k_2 V_{сраб}^2$ приближенное значение $h_{сраб}^0$ и $\bar{H}_{гэс}$ может быть найдено аналитическим путем при условии постоянства $z_{н.б}(t)$. Например, для линейного характера зависимости $h_{сраб}$ от $V_{сраб}$ на основе (7.22) и (7.15) получаем, что оптимальная глубина сработки водохранилища $h_{сраб}^0 = (2/3) H_{г.у}^{под}$, при этом $\bar{H}_{гэс} = (1/3) H_{г.у}^{под}$. Это означает, что максимальная отдача энергии водохранилища без учета $Q_{пр}$ соответствует глубокой его сработке.

Все изложенное соответствует ручным методам счета, которые дают приближенные результаты. Для получения более точного решения задачи следует использовать аналоговую ЭВМ. Структурная схема решения задачи дана на рис. 7.3.

Расчет $\Delta \alpha$ для заданного T по этой схеме производится в такой последовательности. Задаются произвольными значениями $Q_{в}$ в пределах от 0 до $Q_{в}^{\text{макс}}$ и определяют $\Delta \alpha$, интегрируя $N_{гэс}^{под}$ по времени T . Максимальное значение $\Delta \alpha$ дает решение задачи по поиску $h_{сраб}^0$ при заданном T .

Чем больше напор ГЭС, тем больше оптимальная сработка водохранилища для получения максимума $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ в период сработки. Значение $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ уменьшается при наличии подпора в нижнем бьефе, а также различных потерь или заборов воды из верхнего бьефа. Любые отклонения от равномерного режима работы ведут к уменьшению $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$.

Перейдем к обобщению простейшей задачи. Влияние на энергетические характеристики водохранилища потерь напора, мощности и энергии за счет изменения уровней верхнего и нижнего бьефов, естественного притока воды в водохранилище $Q_{пр}$ или $W_{пр}$.

Общий вид характеристик потерь напора и мощности при этом не изменится, так как в качестве аргумента в них, как и ранее, использовался $Q_{н.б.}$ и наличие $Q_{пр}$ лишь увеличит общий диапазон значений $Q_{н.б.}$.

В то же время наличие $Q_{пр}$ может повлиять на качественные и количественные показатели потенциальных гидроресурсов, аккумулируемых в водохранилище.

Для упрощения анализа энергетических характеристик водохранилища сделаем допущение о постоянстве величины $Q_{пр}$ в период сработки водохранилища. Оно справедливо для межениного периода большинства рек снегового питания нашей страны.

Предварительно примем, что условия оптимального режима сработки водохранилища при $Q_{пр} \neq 0$ также будут соответствовать (7.8), т. е. $Q_{н.б.}(t) = \text{const}$ и $Q_{в.б.}(t) = \text{const}$, и рассчитывается по (7.23).

В этом случае (7.13) можно переписать следующим образом:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} &= k_3 W_{ГЭС} \bar{H}_{ГЭС} = k_3 V_{сраб} \bar{H}_{ГЭС} + k_3 W_{пр} \bar{H}_{ГЭС} = \\ &= \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} + \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} \end{aligned} \quad (7.26)$$

В (7.26) все его составляющие при заданном T , $Q_{пр}$ и характеристиках бьефов зависят только от $V_{сраб.к.}$.

По аналогии с (7.17) можно написать, что

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} &= \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} + \mathcal{E}_{ГЭС}^{под} = \mathcal{E}_{Г.у.пр}^{под} - \Delta \mathcal{E}_{в.б.пр} - \\ &- \Delta \mathcal{E}_{н.б.пр} + \mathcal{E}_{Г.у.в}^{под} - \Delta \mathcal{E}_{в.б.в} - \Delta \mathcal{E}_{н.б.в}, \end{aligned} \quad (7.27)$$

где

$$\mathcal{E}_{Г.у.пр}^{под} = k_3 W_{пр} H_{Г.у.}^{под}, \quad (7.28)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{в.б.пр} = k_3 W_{пр} h_{сраб}; \quad (7.29)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{н.б.пр} = k_3 W_{пр} \Delta z_{н.б.} \quad (7.30)$$

Остальные члены рассчитываются по (7.18)–(7.20) с учетом, что $\Delta z_{н.б.} = \Delta z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ при $Q_{н.б.} = Q_{в.б.} + Q_{пр} = \text{const}$. Увеличение $Q_{н.б.}$ за счет $Q_{н.б.} \neq 0$ вызовет повышение потерь $\Delta \mathcal{E}_{н.б.в}$ по сравнению

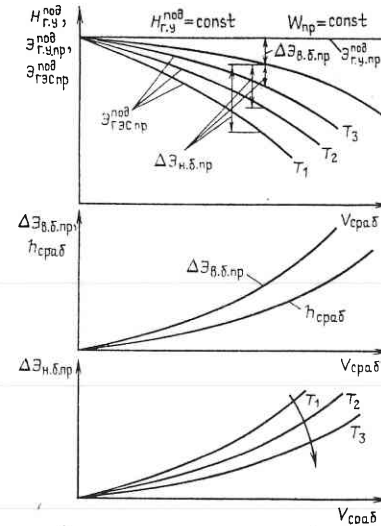


Рис. 7.4. Потери энергии на транзитном стоке при сработке водохранилища

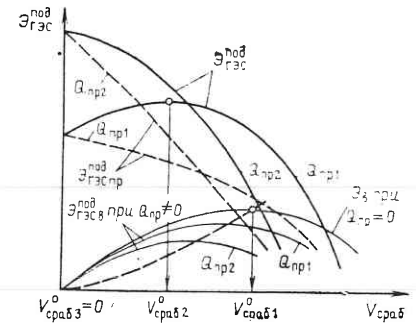


Рис. 7.5. Оптимальная глубина сработки водохранилища при $Q_{пр} = 0$ и $Q_{пр} \neq 0$, $T_{сраб} = \text{const}$ и $Q_{пр2} > Q_{пр1}$

со случаем, рассмотренным на рис. 7.1 для $Q_{пр} = 0$. Следствием этого будет уменьшение как $\mathcal{E}_{в.б.}^{\text{макс}}$, так и $h_{сраб}^0$. На рис. 7.1 пунктирная линия показывает $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ для случая $T_1 = \text{const}$ и $Q_{пр} \neq 0$.

На рис. 7.4 показаны в общем виде зависимости $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$, $\Delta \mathcal{E}_{в.б.пр}$ и $\Delta \mathcal{E}_{н.б.пр}$ от $V_{сраб.к.}$. В отличие от $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(V_{сраб})$ зависимость $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(V_{сраб})$ имеет максимум при $V_{сраб} = 0$. Увеличение сработки ведет только к уменьшению $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$, причем $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(V_{сраб})$ будет в отличие от $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(V_{сраб})$ выпуклой кривой.

Из сказанного следует, что при учете естественного стока реки $h_{сраб}^0$ тем меньше по сравнению со случаем, когда $Q_{пр} = 0$, чем больше $W_{пр}$. Это объясняется неизбежными потерями гидроэнергии, аккумулированной в естественном стоке при любом понижении напора на ГЭС. Увеличение или уменьшение $W_{пр}$ при $T = \text{const}$ за счет изменения уровней $z_{н.б.}$ неизбежно влияет и на характеристику водохранилища $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}(V_{сраб})$ (рис. 7.5).

При относительно малом объеме водохранилища по сравнению с $W_{пр}$ и малом напоре иногда максимум $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ достигается при $h_{сраб} = 0$ (рис. 7.5), т. е. любая сработка водохранилища нецелесообразна.

Оптимальная глубина сработки водохранилища для получения максимума $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ может быть найдена на основе использования следующих условий (переменный параметр $W_{н.б.}$):

$$\frac{d\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}}{dW_{н.б.}} = k_3 \left(\bar{H}_{ГЭС} + W_{н.б.} \frac{d\bar{H}_{ГЭС}}{dW_{н.б.}} \right) = 0 \quad (7.31)$$

или

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{\bar{H}_{\text{ГЭС}}}{W_{\text{н.б}}} = - \frac{d\bar{H}_{\text{ГЭС}}}{dW_{\text{н.б}}} = \operatorname{tg} \beta_1. \quad (7.32)$$

Реализация условий (7.32) и (7.22) для некоторого T показана на рис. 7.6. Порядок расчета соответствует рассмотренному выше для случая $Q_{\text{пр}}=0$. Некоторое различие будет лишь в расчете $z_{\text{н.б}}$ как функции суммы $Q_{\text{в}}$ и $Q_{\text{пр}}$, а также смещение расчетной точки O в O_1 по горизонтали на значения $W_{\text{пр}}$.

Физический смысл (7.32) можно пояснить, как и ранее, равенством прибавки энергии от прироста расхода потере энергии от уменьшения напора $H_{\text{ГЭС}}$. Но можно, представив $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ в виде (7.26), записать (7.31) так:

$$\frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}}{dV_{\text{сраб}}} = \frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭСпр}}^{\text{под}}}{dV_{\text{сраб}}} + \frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭСв}}^{\text{под}}}{dV_{\text{сраб}}} = 0 \quad (7.33)$$

или

$$-d\mathcal{E}_{\text{ГЭСпр}}^{\text{под}} = +d\mathcal{E}_{\text{ГЭСв}}^{\text{под}}, \quad (7.34)$$

т. е. в точке с $h_{\text{сраб}}^0$ приращение энергии, подведенной к ГЭС за счет $\mathcal{E}_{\text{ГЭСв}}^{\text{под}}$, будет компенсироваться за счет потерь энергии на транзитном стоке, т. е. $-d\mathcal{E}_{\text{ГЭСпр}}^{\text{под}}$.

Так же как и для случая $Q_{\text{пр}}=0$, здесь целесообразно использование аналоговой ЭВМ для расчета $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ при заданном T и $Q_{\text{пр}} \neq 0$. Структурная схема расчета $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ показана на рис. 7.7.

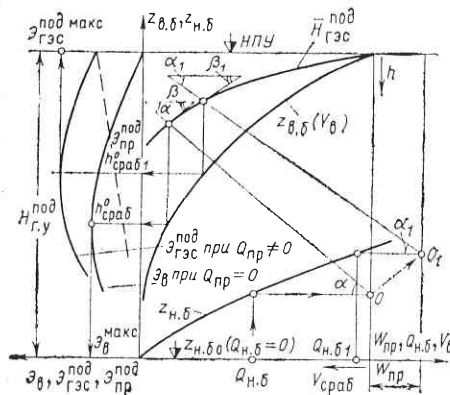
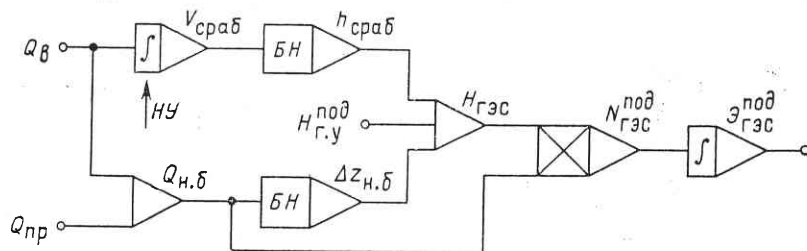


Рис. 7.6. Схема расчета $h_{\text{сраб}}^0$ при $Q_{\text{пр}}=0$ и $Q_{\text{пр}} \neq 0$ для заданного $T_{\text{сраб}}$

Рис. 7.7. Структурная схема расчета $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ при $Q_{\text{пр}}=\text{const}$ и $Q_{\text{в}}=\text{const}$



Использование условия (7.8) допустимо только для анализа энергетических характеристик водохранилища и пояснения вида получающихся зависимостей, а также оценки качественного влияния на них разных факторов.

Реализация уравнения Эйлера для рассматриваемой задачи при условии, когда $Q_{\text{пр}} \neq 0$ и

$$N_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = 9,81 (Q_{\text{пр}} + Q_{\text{в}}) H_{\text{ГЭС}}, \quad (7.35)$$

приведет к получению следующего условия, которое будет определять собой оптимальный режим сработки водохранилища:

$$Q_{\text{в}}/F_{\text{в}} = d\zeta/dt. \quad (7.36)$$

Решение (7.36) даже для условия $Q_{\text{в}}=\text{const}$ уже не будет соответствовать равномерной по расходу сработке водохранилища.

Для случая, когда $h_{\text{сраб}}=k_1 V_{\text{сраб}}$ при $\Delta z_{\text{н.б}}=k_2 Q_{\text{н.б}}$ или $\Delta z_{\text{н.б}}=k_3 \sqrt{Q_{\text{н.б}}}$, расход водохранилища будет меняться по линейному или параболическому закону соответственно вида

$$\left. \begin{aligned} Q_{\text{в1}}(t) &= C_0 + C_1 t; \\ Q_{\text{в2}}(t) &= C_0 + C_1 t + C_2 t^2; \end{aligned} \right\} \quad (7.37)$$

даже при условии $Q_{\text{в}}(t)=\text{const}$.

Следовательно, $V_{\text{сраб}}(t)$ будет при этом изменяться во времени по зависимости вида

$$\left. \begin{aligned} V_{\text{сраб1}}(t) &= c_0 t + c_1 t^2; \\ V_{\text{сраб2}}(t) &= c_0 t + c_1 t^2 + c_2 t^3. \end{aligned} \right\} \quad (7.38)$$

Реализация (7.36) возможна либо вручную методом конечных приращений, либо с помощью ЭВМ. Структурная схема реализации (7.36) без учета ограничений представлена на рис. 7.8.

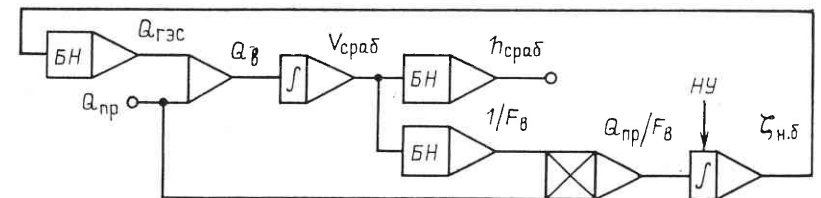


Рис. 7.8. Структурная схема расчета энергопотенциала водохранилища без учета ограничений

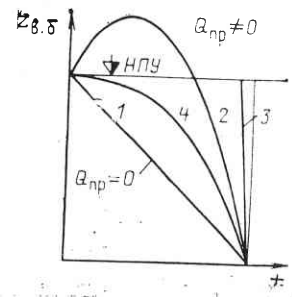


Рис. 7.9. Теоретические кривые оптимального режима сработки водохранилища

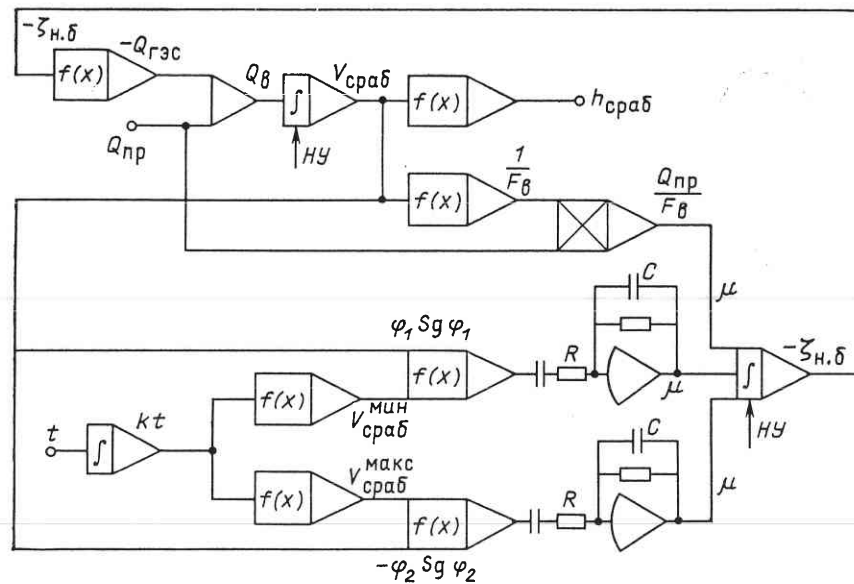


Рис. 7.10. Структурная схема расчета энергopotенциала водохранилища с учетом ограничений по уровням верхнего бьефа

С учетом знаков констант c_0 , c_1 и c_2 в (7.38) на рис. 7.9 приведены теоретическая кривая сработки водохранилища при $Q_{пр} = \text{const}$ — кривая 2 и график оптимальной сработки водохранилища при $Q_{пр} = 0$ и $h_{сраб} = kV_{сраб}$ — кривая 1. При $\Delta z_{н.б} \rightarrow 0$ теоретически наиболее оптимальный режим с учетом ограничений по $z_{в.б}$ будет иметь вид, аналогичный кривой 3. Наличие приточности или условия $h_{сраб} = kV_{сраб}^2$ при $z_{в.б}^{\text{доп}} \leq \text{НПУ}$ приведет к появлению режима, который соответствует кривой 4. Эта кривая будет вогнутой, что следует из анализа (7.36), а также результатов расчетов на аналоговой ЭВМ.

Учет ограничений по $z_{в.б}$ на ЭВМ возможен методом штрафных функций. В качестве примера на рис. 7.10 представлена структурная схема расчета энергopotенциала водохранилища с учетом ограничений вида

$$\varphi_1(V_{сраб}) = V_{сраб}^{\text{мин}}(t) - V_{сраб}(t) \leq 0; \quad (7.39)$$

$$\varphi_2(V_{сраб}) = V_{сраб}(t) - V_{сраб}^{\text{макс}}(t) \leq 0. \quad (7.40)$$

Необходимые условия оптимальности режима использования водохранилища, реализованные на схеме рис. 7.10, имеют следующий вид:

$$-\frac{Q_{пр}(t)}{F_b(t)} + \frac{d\zeta(t)}{dt} - \frac{d}{dt}(\Pi_1(t) - \Pi_2(t)) = 0, \quad (7.41)$$

где Π_1 и Π_2 — штрафные функции,

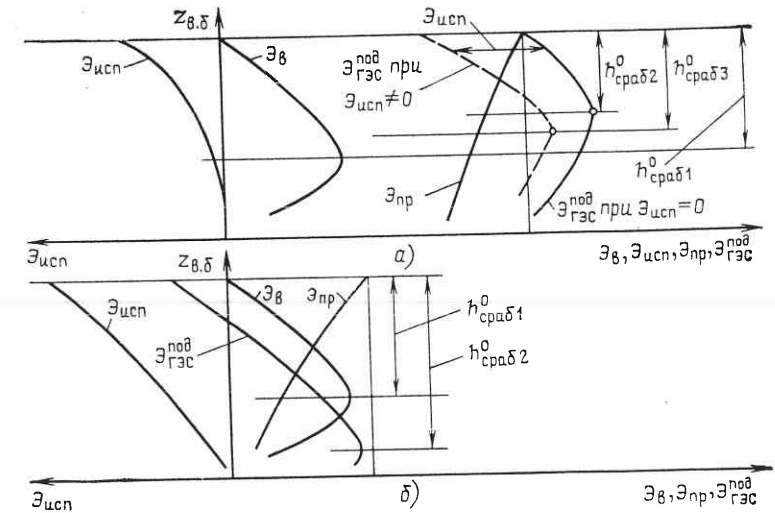


Рис. 7.11. Влияние потерь энергии на испарение на энергетические характеристики водохранилищ

$$\Pi_1 = \mu_1 \varphi_1(V_{сраб}) \text{sign } \varphi_1(V_{сраб}); \quad (7.42)$$

$$\Pi_2 = \mu_2 \varphi_2(V_{сраб}) \text{sign } \varphi_2(V_{сраб}). \quad (7.43)$$

Влияние на энергетические характеристики водохранилища потерь воды из него на испарение, водозабор и т. д. В качестве иллюстрации на рис. 7.11 представлены в общем виде зависимости трех составляющих $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$, а именно $\mathcal{E}_в$, $\mathcal{E}_{пр}$ и $\mathcal{E}_{исп}$ при $\mathcal{E}_{исп}(F_b, t)$. Наличие $Q_{исп}$ всегда уменьшает естественный приток воды в водохранилище. Причем соотношение $Q_{исп}$ и $Q_{пр}$ в разное время года может быть различно.

Для случая, когда $Q_{пр}$ всегда больше $Q_{исп}$, учет потерь энергии на испарение уменьшит $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$ и несколько увеличит $h_{сраб}^0$ (по сравнению со случаем, когда $\mathcal{E}_{исп} = 0$), т. е. $h_{сраб2}^0 < h_{сраб}^0 < h_{сраб1}^0$ (рис. 7.11, а). Когда $Q_{пр}$ равен нулю или мал по сравнению с $Q_{исп}$, возможно повышение сработки водохранилища для увеличения его энергетической отдачи, т. е. $h_{сраб1}^0 < h_{сраб2}^0$ (рис. 7.11, б).

Для каскада ГЭС, так же как и для одиночного водохранилища, можно получить необходимые условия для $\mathcal{E}_{кас}^{\text{под}} \rightarrow \max$ в виде (7.32). Например, для l -й станции каскада

$$\frac{\bar{H}_{касl}}{W_{н.бl}} = - \frac{d\bar{H}_{касl}}{dW_{н.бl}}. \quad (7.44)$$

Здесь

$$W_{н.бl} = W_{прl} + V_{срабl}; \quad \bar{H}_{касl} = H_{касl}^{\text{под}} - \alpha h_{срабl} - \Delta z_{н.бl}, \quad (7.45)$$

где $\Delta z_{н.бк}$ — уровень нижнего бьефа последней, k -й ступени каскада при работе только l -й ГЭС; $\alpha = 1/2 \div 1/3$;

$$N_{\text{каскад}}^{\text{под}} = \sum_{i=1}^k N_{г.у.и}^{\text{под}}. \quad (7.46)$$

Если все водохранилища в каскаде одинаковых размеров, то на основании (7.44) можно утверждать, что наибольшая глубина сработки должна соответствовать верхней ГЭС каскада, наименьшая — последней, k -й ГЭС в каскаде.

Все сказанное выше относилось к энергетическим характеристикам водохранилища, построенным только для периода его сработки. Использование указанных характеристик возможно при работе ГЭС в качестве резерва мощности и энергии в системе, а также при малом удельном весе гидроэлектростанций и малой значимости для энергосистемы периода наполнения водохранилища. Кроме того, подобные характеристики потребуются при работе ГЭС на изолированный район потребления со специфическим технологическим циклом.

Иногда для энергосистемы или отдельного потребителя может иметь место режим с максимально возможной мощностью в данный момент времени

$$N_{ГЭС}^{\text{под}}(t) = 9,81 Q_{н.б}(t) (z_{в.б}(t) - z_{н.б}(t)) \rightarrow \max. \quad (7.47)$$

Для крупных водохранилищ в (7.47) можно считать, что $z_{в.б}(t) = \text{const}$. Тогда поставленная задача может быть решена для условий установившегося режима методами дифференциального исчисления

$$\frac{dN_{ГЭС}^{\text{под}}}{dQ_{н.б}} = H_{ГЭС} + Q_{н.б} \frac{dH_{ГЭС}}{dQ_{н.б}} = 0, \quad (7.48)$$

при этом необходимые условия получения экстремума $N_{ГЭС}^{\text{под}}(Q_{н.б})$ при $z_{в.б} = \text{const}$ будут соответствовать предельной мощности створа по условию (см. гл. 2).

$$\frac{dH_{ГЭС}}{dQ_{н.б}} = - \frac{H_{ГЭС}}{Q_{н.б}}. \quad (7.49)$$

Физический смысл (7.49) будет понятен, если представить его в следующем виде:

$$\Delta N_H = 9,81 Q_{н.б} dH_{ГЭС} = - \Delta N_Q = - 9,81 dQ_{н.б} H_{ГЭС}, \quad (7.50)$$

т. е. максимум $N_{ГЭС}^{\text{под}}$ можно получить при условии равенства потерь мощности за счет уменьшения $H_{ГЭС}$ и ее добавки за счет увеличения $Q_{ГЭС}$.

В графическом виде реализация (7.49) была рассмотрена в § 2.2. Для аналитического представления зависимости $\Delta z_{н.б}$ от $Q_{н.б}$ при $z_{в.б} = \text{const}$ можно определить значение $Q_{н.б}$, соответству-

ющее решению (7.47). Например, при $\Delta z_{н.б} = k \sqrt{Q_{н.б}}$ максимум $N_{ГЭС}^{\text{под}}$ достигается при $Q_{н.б}$, соответствующем (4/9) $Q_{н.б}^{\text{макс}}$ при данной $h_{сраб}$ (см. § 2.2).

Для малых ГЭС и водохранилищ любое изменение $Q_{н.б}$ ведет практически к одновременному изменению как $z_{в.б}$, так и $z_{н.б}$. В этих условиях реализация (7.47) по (7.49) справедлива только для начального момента времени t_0 , когда можно считать, что $z_{в.б0} = \text{const}$. Для всего рассматриваемого периода потребуется реализация условия (7.49) для каждого значения $h_{сраб} = h_{сраб}(t)$, т. е. $Q_{н.б}^0 = Q_{н.б}^0(t)$. Очевидно также, что подобный режим не будет соответствовать условию максимума отдачи водохранилища по энергии из-за неучета эффекта последействия.

Для каскада ГЭС возможна также реализация режима по ловию

$$N_{\text{каскад}}^{\text{под}}(t) = \sum_{i=1}^k 9,81 Q_{ГЭСi} H_{ГЭСi} \rightarrow \max. \quad (7.51)$$

Например, для каскада ГЭС длительного регулирования при относительно малом периоде T по сравнению с $\tau_{доб}$ условия работы каскада по (7.51) будут соответствовать указанным выше для одиночного водохранилища. Когда $\tau_{доб} < T$, учет $\tau_{доб}$ скажется только на последовательности расчета каскада сверху вниз из-за необходимости учета притока от верхних ГЭС к нижним. Энергетическая отдача каскада за период T в целом здесь также будет меньше.

Учет режима наполнения в задаче получения максимальной отдачи водохранилища по энергии и повлияет не только на режим использования водохранилища, но и на его сработку. Например, для одиночной ГЭС при $Q_{х.сбр} = 0$ и $Q_{исп} = 0$ максимальная подведенная энергия будет соответствовать режиму работы водохранилища при НПУ, т. е. при $h_{сраб} = 0$. Этот вывод вытекает на основании того, что в рассмотренном случае $W_{ГЭС}(T) = W_{пр}(T)$ при $W_{х.сбр} = W_{исп} = 0$ и любая сработка водохранилища ведет только к потерям $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$ за счет уменьшения $H_{ГЭС}$. Задача (7.51) при учете граничных условий (например, по $z_{в.б}$) не имеет смысла для заданного периода T и может быть решена только для кратковременных интервалов времени при использовании ГЭС как резерва мощности. Решение (7.51) для всего периода T приведет к преждевременной сработке водохранилища и потерям $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$, особенно для низко- и средненапорных ГЭС.

Для оценки эффективности использования $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под.макс}}$ и $N_{ГЭС}^{\text{под.макс}}$ введем понятия КПД водохранилища по энергии и мощности:

$$\eta_{ГЭСэ}^{\text{под}} = \frac{\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}}{\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под.макс}}}; \quad (7.52)$$

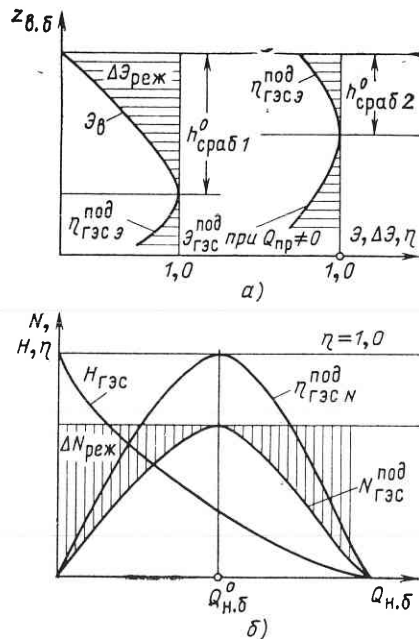


Рис. 7.12. КПД использования водохранилища по энергии (а) и мощности (б)

$$\eta_{ГЭС}^{под} = \frac{N_{ГЭС}^{под}}{N_{ГЭС}^{под, макс}}, \quad (7.53)$$

где $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под, макс}$ — потенциал водохранилища при заданных условиях (например, периоде T , $h_{сраб}$ и т. д.); $N_{ГЭС}^{под, макс}$ — максимум возможной подведенной к ГЭС мощности при заданной $h_{сраб}(t)$.

На рис. 7.12, а представлена зависимость КПД водохранилища от $z_{в.б}$ при заданных условиях ($\Delta\mathcal{E}$ — потери энергии). КПД, равный 1, достигается при $h_{сраб}^0$; во всех других случаях $\text{КПД} < 1$. Учет $Q_{пр} \neq 0$ делает зависимость $\eta_{ГЭС}^{под}(z_{в.б})$ менее вогнутой, т. е.

уменьшает относительную долю режимных потерь.

На рис. 7.12, б представлена характеристика $\eta_{ГЭС}^{под}(Q_{н.б})$ при $h_{сраб} = \text{const}$ для установившегося режима работы, где ΔN — режимные потери.

7.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОХРАНИЛИЩ ДРУГИХ ТИПОВ ГЭУ

Водохранилища ГАЭС несомещенного вида обладают особыми энергетическими свойствами. Энергетический потенциал водохранилищ ГАЭС рассчитывается для режима заряда и разряда и соответствует максимально возможной отдаче или аккумулярованию энергии в водохранилищах ГАЭС. Очевидно, что в режиме разряда от ГАЭС требуется получить максимальную отдачу, а в режиме заряда — аккумуляровать энергию при минимальном потреблении ее из системы на закачивание воды из нижнего бассейна в верхний.

Математически задача для режима разряда формулируется так: для заданного периода времени $T = t_k - t_0$ при известных граничных значениях отметок водохранилищ, характеристиках бьефов $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{н.б}(V_{н.б})$ для установившегося режима работы требуется найти экстремум функционала

$$\mathcal{E}_в^{разр} = \mathcal{E}_{ГАЭС}^{под, разр} = \int_{t_0}^{t_k} N_{ГАЭС}^{разр}(t) dt \rightarrow \max, \quad (7.54)$$

где

$$N_{ГАЭС}^{разр}(t) = N_в^{разр}(t) = 9,81 Q_в^{разр}(t) H_{ГАЭС}^{разр}(t) = N_{г.у}^{под, разр}(t) - \Delta N_{в.б}^{разр}(t) - \Delta N_{н.б}^{разр}(t); \quad (7.55)$$

$$Q_в^{разр}(t) = \frac{dV_{сраб}^{в.б}(h_{сраб}^{в.б}(t))}{dt} = Q_{н.б}(t); \quad (7.56)$$

$$H_{ГАЭС}^{разр}(t) = H_{г.у}^{под, разр} - h_{сраб}^{н.б}(t) - h_{нап}^{в.б}(t) = \text{НПУ}_{в.б} - \text{УМО}_{н.б} - h_{сраб}^{н.б}(t) - h_{нап}^{н.б}(t); \quad (7.57)$$

$$h_{сраб}^{в.б}(t) = \text{НПУ}_{в.б} - z_{в.б}(V_{сраб}^{в.б}(t)); \quad (7.58)$$

$$h_{нап}^{н.б}(t) = z_{н.б}(V_{нап}^{н.б}(t)) - \text{УМО}_{н.б}. \quad (7.59)$$

Принимается, что $Q_в^{разр} = Q_{н.б} = Q_{ГАЭС}$; допускается отсутствие потерь воды из водохранилища, т. е. $V_{сраб}^{в.б}(t) = V_{нап}^{н.б}(t)$.

Из анализа (7.54) — (7.59) следует, что рассматриваемая задача относится к классическому вариационному исчислению с переменными $V_{сраб}^{в.б}(t)$. При этом функционал (7.54) в общем виде может быть представлен так:

$$\mathcal{E}_в^{разр} = \mathcal{E}_{ГАЭС}^{под, разр} = \int_{t_0}^{t_k} k y' M(y, t) dt \rightarrow \max, \quad (7.60)$$

где $k = 9,81$; $y' = Q_в$; $M(y, t) = H_{ГАЭС}^{разр}(V_{сраб}^{в.б}, t)$.

Известно, что функционалы подобного вида относятся к классу вырожденных, и их решения обладают некоторыми особенностями.

Необходимые условия экстремума (7.54) при заданных начальных условиях могут быть получены из решения уравнений Эйлера

$$\frac{\partial N_в^{разр}}{\partial V_{сраб}^{в.б}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial N_в^{разр}}{\partial Q_в^{разр}} = 0. \quad (7.61)$$

Решение (7.61) показывает, что в данном случае оно тождественно равно нулю. Причем и вторая производная $N_в$ по $Q_в$ также тождественно равна нулю, что определяет отсутствие изломов на экстремали решения (7.54).

Из теории вариационного исчисления известно, что функционал для подобных задач не зависит от режима сработки водохранилища и определяется только граничными условиями, т. е. значениями уровней для t_0 и t_k .

Не требует особых доказательств и то, что энергетический потенциал режима заряда ГАЭС также не зависит от $V_{нап}^{н.б}(t)$ и определяется только граничными условиями по уровням бьефов и численно равен энергетическому потенциалу режима разряда.

Расчет энергетических характеристик водохранилища ГАЭС для режима заряда-разряда, т. е. $\mathcal{E}_в(z_{в.б})$ или $\mathcal{E}_в(z_{н.б})$, можно произвести следующим образом.

Подставим (7.56) — (7.59) в (7.55)

$$N_{\text{ГАЭС}}^{\text{в}}(t) = 9,81 \frac{dV_{\text{сраб}}^{\text{в}}}{dt} (z_{\text{в.б}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) - z_{\text{н.б}}(V_{\text{нап}}^{\text{н}})). \quad (7.62)$$

Разделим переменные в (7.62) и проинтегрируем полученное выражение

$$\int_{t_0}^{t_K} N_{\text{ГАЭС}}^{\text{в}}(t) dt = \mathcal{E}_{\text{в}}(t) = \int_{V_{\text{сраб}0}}^{V_{\text{сраб}K}} H_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) dV_{\text{сраб}}^{\text{в}}. \quad (7.63)$$

Из (7.63) следует, что $\mathcal{E}_{\text{в}}(t) = \mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}(t))$, и расчет энергopotенциала водохранилища может быть произведен с использованием напорных характеристик вида $H_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}})$. Последние могут быть построены на основе зависимостей (7.58) и (7.59) с учетом того, что $V_{\text{сраб}}^{\text{в}} = V_{\text{нап}}^{\text{н}}$, с помощью обычных объемных характеристик водохранилищ ГАЭС несовмещенного вида $z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}})$ и $z_{\text{н.б}}(V_{\text{н.б}})$ или $h_{\text{сраб}}^{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}})$ и $h_{\text{нап}}^{\text{н}}(V_{\text{нап}}^{\text{н}})$. Далее полученную зависимость $H_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}})$ следует проинтегрировать аналитически или численными методами для получения функции $\mathcal{E}_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}})$, например по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}m}^{\text{в}}) = \sum_{j=1}^m 0,5 (H_{\text{ГАЭС}j}^0 + H_{\text{ГАЭС}j}^K) \Delta V_{\text{сраб}j} \frac{1}{367}, \quad (7.64)$$

где $\mathcal{E}_{\text{в}}$ — в кВт·ч; $H_{\text{ГАЭС}}$ — в м; $\Delta V_{\text{сраб}}$ — в м³; $V_{\text{сраб}m} = \sum_{j=1}^m \Delta V_{\text{сраб}j}$; $\Delta V_{\text{сраб}j}$ — элементарные объемы сработки водохранилища.

В некоторых случаях возможно получение напорных и энергетических характеристик водохранилищ ГАЭС в аналитическом виде.

Например, при $h_{\text{сраб}}^{\text{в}} = k_1 V_{\text{сраб}}^{\text{в}}$ и $h_{\text{нап}}^{\text{н}} = k_2 V_{\text{нап}}^{\text{н}}$ получаем, что

$$H_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} - (k_1 + k_2) V_{\text{сраб}}^{\text{в}}. \quad (7.65)$$

Подставляя (7.65) в (7.63), получаем

$$\mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} (V_{\text{сраб}}^{\text{к}} - V_{\text{сраб}}^0) - \frac{k_1 + k_2}{2} [(V_{\text{сраб}}^{\text{к}})^2 - (V_{\text{сраб}}^0)^2]. \quad (7.66)$$

Для $V_{\text{сраб}}^0 = 0$

$$\mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} V_{\text{сраб}}^{\text{в}} - \frac{k_1 + k_2}{2} (V_{\text{сраб}}^{\text{в}})^2. \quad (7.67)$$

Соответственно для параболической зависимости $h_{\text{сраб}}^{\text{в}}$ и $h_{\text{нап}}^{\text{н}}$ от $V_{\text{сраб}}^{\text{в}}$ и $V_{\text{нап}}^{\text{н}}$ вместо (7.65) и (7.67) имеем

$$H_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} - (k_1 + k_2) (V_{\text{сраб}}^{\text{в}})^2; \quad (7.68)$$

$$\mathcal{E}_{\text{в}}(V_{\text{сраб}}^{\text{в}}) = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} V_{\text{сраб}}^{\text{в}} - \frac{k_1 + k_2}{3} (V_{\text{сраб}}^{\text{в}})^3. \quad (7.69)$$

Экстремум-максимум (7.67) и (7.69) будет соответствовать условию

$$H_{\text{ГАЭС}} = H_{\text{г.у}}^{\text{под}} - h_{\text{сраб}}^{\text{в}} - h_{\text{нап}}^{\text{н}} = 0. \quad (7.70)$$

При одинаковых характеристиках бьефов условию (7.70) соответствует сработка ВБ на половину $H_{\text{г.у}}^{\text{под}}$ независимо от вида характеристик $z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}})$ и $z_{\text{н.б}}(V_{\text{н.б}})$ (рис. 7.13).

Для заданных значений НПУ и УМО максимум КПД использования водохранилища высоконапорных ГАЭС равен 1 при полной сработке или наполнении верхнего бассейна для режима разряда-заряда соответственно.

Рассмотрим более сложные случаи.

ГАЭС с нижним бассейном, режим которого определяется независимо от режима ГАЭС. Очевидно, что и в этом случае исследуемый функционал вырожденный. Тогда необходимые условия экстремума функционала принимают вид

$$dz_{\text{н.б}}/dt = 0. \quad (7.71)$$

Из (7.71) следует, что при $z_{\text{н.б}} = \text{const}$ энергоемкость водохранилищ ГАЭС не зависит от режима их работы и определяется только граничными условиями бьефов. Это характерно для случая, когда нижним бьефом ГАЭС краткосрочного регулирования является водохранилище ГАЭС длительного регулирования (см. гл. 8).

Если параметры водохранилищ ГАЭС близки друг к другу, то максимальная отдача ГАЭС может быть достигнута на экстремалах с изломами. Координаты точки излома в t_0 следует находить по условию Вейерштрассе — Эрдмана. Для рассматриваемого случая они примут вид

$$\left. \frac{\partial N_{\text{в}}}{\partial Q_{\text{в}}} \right|_{t=t_0-0} = \left. \frac{\partial N_{\text{в}}}{\partial Q_{\text{в}}} \right|_{t=t_0+0}; \quad \left. \left(N_{\text{в}} - Q_{\text{в}} \frac{\partial N_{\text{в}}}{\partial Q_{\text{в}}} \right) \right|_{t=t_0-0} = \left. \left(N_{\text{в}} - Q_{\text{в}} \frac{\partial N_{\text{в}}}{\partial Q_{\text{в}}} \right) \right|_{t=t_0+0}. \quad (7.72)$$

Здесь $Q_{\text{в}} = dV_{\text{сраб}}/dt$ при экстремали $V_{\text{сраб}}(t, c_1, c_2, c_3, c_4)$, где c_1 и c_2 определяются из граничных условий, а c_3 и c_4 из (7.72).

Если время начала и конца сработки водохранилищ ГАЭС не задано, то его можно найти по условию transversальности.

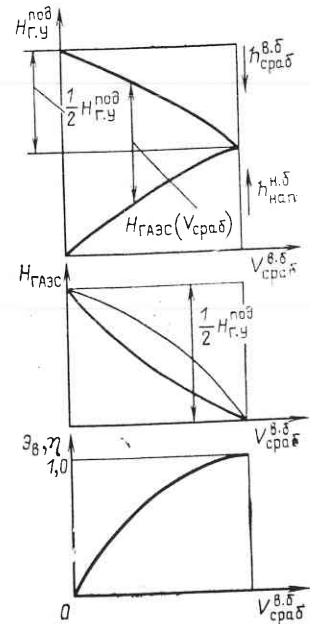


Рис. 7.13. Общий вид энергетических и напорных характеристик водохранилищ ГАЭС несовмещенного вида

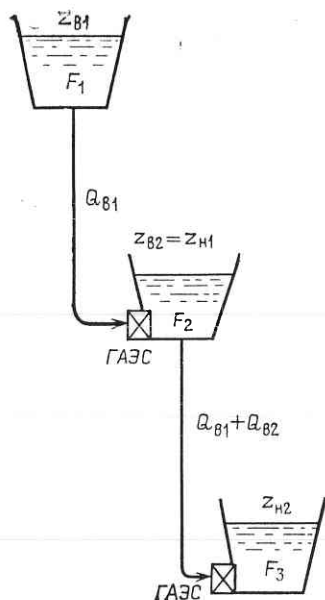


Рис. 7.14. Схема каскада двух ГАЭС несовмещенного вида

ГАЭС общего вида с притоком воды в верхнее водохранилище. В этом случае, как и для ГЭС, оптимальный режим использования водохранилища будет определяться всем циклом заряда-разряда.

Если требуется найти отдельно оптимальный режим разряда или заряда (при малом удельном весе ГАЭС в энергосистеме), то необходимые условия его можно записать, воспользовавшись уравнением Эйлера:

$$Q_{\text{пр}}(t) \left(\frac{1}{F_{\text{в.б}}(t)} + \frac{1}{F_{\text{н.б}}(t)} \right) = 0. \quad (7.73)$$

Из условия (7.73) следует, в частности, вывод о независимости потенциала водохранилища ГАЭС несовмещенного вида от режима его сработки [$Q_{\text{пр}}(t) = 0$, т. е. условие (7.73) также тождественно равно нулю].

При $Q_{\text{пр}}(t) \neq 0$ исследуемый функционал также вырожденный, но решение здесь следует искать в виде экстремалей с изломами. Условие $Q_{\text{пр}}(t) = \text{const}$ справедливо для обычных ГАЭС краткосрочного регулирования, при этом (7.73) вырождается в равенство $F_{\text{в.б}}(t) = F_{\text{н.б}}(t)$. Условие $Q_{\text{пр}}(t) \neq \text{const}$ справедливо для ГАЭС длительного регулирования.

Каскад из трех водохранилищ (рис. 7.14) с характеристиками $z_{B1}(V_{B1})$, $z_{B2} = z_{H1} = z_{H1}(V_{B2})$, $z_{H2}(V_{B3})$. Найдем условия оптимальной сработки двух верхних водохранилищ при отсутствии потерь воды для заданных отметок НПУ₁, НПУ₂, УМО₃ для t_0 и УМО₁, УМО₂ и НПУ₃ для t_K интервала $T = t_K - t_0$ при $Q_{\text{пр}1}(t) = Q_{\text{пр}2}(t) = Q_{\text{пр}3}(t) = 0$. Математически целевая функция примет вид

$$\mathcal{J}_{\text{в}}^{\text{каскад}} = \int_{t_0}^{t_K} [N_{B1}(t) + N_{B2}(t)] dt \rightarrow \max; \quad (7.74)$$

$$N_{B1} = Q_{B1} (z_{B1}(V_{B1}) - z_{H1}(V_{B2})) 9,81; \quad (7.75)$$

$$N_{B2} = (Q_{B1} + Q_{B2}) (z_{H1}(V_{B2}) - z_{H2}(V_{B3})) 9,81; \quad (7.76)$$

$$V_{B1} = V_{B1}^0 - V_{\text{сраб}1}^{\text{в.б}}; \quad (7.77)$$

$$V_{H1} = V_{H1}^0 - V_{\text{сраб}2}^{\text{в.б}} = V_{B2}; \quad (7.78)$$

$$V_{B3} = V_{H2} = V_{H2}^0 + V_{\text{сраб}1}^{\text{в.б}} + V_{\text{сраб}2}^{\text{в.б}}. \quad (7.79)$$

Данная задача относится к многомерным задачам вариационного исчисления с переменными $V_{\text{сраб}1}^{\text{в.б}}$ и $V_{\text{сраб}2}^{\text{в.б}}$.

Необходимые условия экстремума (7.74) можно получить, решив систему уравнений Эйлера:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial N_1}{\partial V_{\text{сраб}1}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial N_1}{\partial Q_{B1}} &= 0; \\ \frac{\partial N_2}{\partial V_{\text{сраб}2}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial N_2}{\partial Q_{B2}} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (7.80)$$

Раскроем последовательно все составляющие (7.80):

$$\begin{aligned} \frac{\partial N_1}{\partial V_{\text{сраб}1}} &= Q_{B1} \frac{\partial z_{B1}}{\partial V_{B1}} \frac{\partial V_{B1}}{\partial V_{\text{сраб}1}} + (Q_{B1} + Q_{B2}) \frac{\partial z_{H2}}{\partial V_{H2}} \frac{\partial V_{H2}}{\partial V_{\text{сраб}1}} = - \frac{Q_{B1}}{F_{B1}} - \\ &\quad - \frac{Q_{B1} + Q_{B2}}{F_{B3}}; \end{aligned} \quad (7.81)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial N_2}{\partial V_{\text{сраб}2}} &= -Q_{B1} \frac{\partial z_{H1}}{\partial V_{B2}} \frac{\partial V_{B2}}{\partial V_{\text{сраб}2}} + (Q_{B1} + Q_{B2}) \left[\frac{\partial z_{H1}}{\partial V_{B2}} \frac{\partial V_{B2}}{\partial V_{\text{сраб}2}} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{\partial z_{H2}}{\partial V_{H2}} \frac{\partial V_{H2}}{\partial V_{\text{сраб}2}} \right] = \frac{Q_{B1}}{F_{B2}} - (Q_{B1} + Q_{B2}) \left(\frac{F_3 + F_2}{F_3 F_2} \right); \end{aligned} \quad (7.82)$$

$$\frac{\partial N_2}{\partial Q_{B2}} = (z_{H1} - z_{H2}); \quad (7.83)$$

$$\frac{\partial N_1}{\partial Q_{B1}} = (z_{B1} - z_{H1}) + (z_{H1} - z_{H2}) = z_{B1} - z_{H2}. \quad (7.84)$$

Подставим (7.81) — (7.84) в (7.80) и учтем, что

$$\frac{d}{dt} z_{B1} = \frac{dz_{B1}}{dV_{B1}} \frac{dV_{B1}}{dV_{\text{сраб}1}} \frac{dV_{\text{сраб}1}}{dt} = - \frac{Q_{B1}}{F_{B1}}; \quad (7.85)$$

$$\frac{dz_{H1}}{dt} = \frac{dz_{H1}}{dV_{B2}} \frac{dV_{B2}}{dV_{\text{сраб}2}} \frac{dV_{\text{сраб}2}}{dt} = - \frac{Q_{B2}}{F_{B2}}; \quad (7.86)$$

$$\frac{dz_{H2}}{dt} = \frac{dz_{H2}}{dV_{H3}} \frac{dV_{H3}}{dV_{\text{нап}3}} \frac{dV_{\text{нап}3}}{dt} = \frac{Q_{B1} + Q_{B2}}{F_{B3}}. \quad (7.87)$$

В этом случае получаем, что условия (7.80) тождественно равны нулю, т. е. любой режим сработки двух верхних водохранилищ оптимален и энергопотенциал каскада определяется только граничными условиями бьефов.

Этот вывод справедлив и для насосного режима, когда вода из 2-го и 3-го водохранилищ подается в 1-е.

Решение задачи для каскада ГАЭС, аналогичного рассмотренному, при условии, что 1-е водохранилище срабатывается, а 2-е и 3-е наполняются, и требует поиска максимума целевой функции (7.74) при N_{B1} , определяемой по (7.75), V_{B1} — по (7.77), а также

$$N_{B2} = (Q_{B1} - Q_{B2}) (z_{H1}(V_{B2}) - z_{H2}(V_{B3})) 9,81; \quad (7.88)$$

$$V_{H1} = V_{H1}^0 + V_{\text{нап}2} = V_{B2}; \quad (7.89)$$

$$V_{B3} = V_{H2} = V_{H2}^0 + V_{\text{нап}3} \quad (7.90)$$

при условии, что

$$V_{\text{нап}2} = \int_{t_0}^{t_K} Q_{B2}(t) dt; \quad (7.91)$$

$$V_{\text{напз}} = \int_{t_0}^{t_K} (Q_{B1}(t) - Q_{B2}(t)) dt. \quad (7.92)$$

Применение к рассматриваемой задаче условий Эйлера приводит к необходимости реализации соотношения

$$\frac{Q_{B2}(t)}{F_{B2}(t)} = \frac{Q_{B1}(t)}{F_{B1}(t)} \quad (7.93)$$

или после преобразования

$$\frac{Q_{B1}(t) - Q_{B2}(t)}{Q_{B2}(t)} = \frac{F_3(t)}{F_2(t)} - 1. \quad (7.94)$$

Аналогично можно получить условия оптимального заполнения 1-го и 2-го водохранилищ из 3-го.

Рассмотренные выше условия для заряда-разряда водохранилища ГАЭС могут быть использованы и для определения энергопотенциала других видов ГЭУ.

Так, прямой турбинный режим ПЭС ($z_{\text{бас}} > z_M$) аналогичен режиму разряда ГАЭС при условии, что $z_{\text{н.б}} = z_M(t)$, но отличается неопределенностью времени начала сработки бассейна; его можно найти из условий трансверсальности.

Для обратного турбинного режима (о.т.р.) ПЭС ($z_M > z_{\text{бас}}$) целевая функция принимает вид

$$\mathcal{E}_{\text{о.т.р}} = \int_{t_0}^{t_K} N_{\text{о.т.р}}(t) dt = \int_{t_0}^{t_K} 9,81 Q_{\text{о.т.р}}(t) (z_M(t) - z_{\text{бас}}(V_{\text{бас}}(t))) dt \rightarrow \max, \quad (7.95)$$

где

$$V_{\text{бас}}(t) = V_0 + \int_{t_0}^{t_K} Q_{\text{о.т.р}}(t) dt. \quad (7.96)$$

Необходимые условия экстремума-максимума (7.95) можно найти из условия Эйлера вида (при $Q_{\text{бас}} = Q_{\text{о.т.р}}$)

$$\frac{\partial N_{\text{о.т.р}}}{\partial V_{\text{бас}}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial N_{\text{о.т.р}}}{\partial Q_{\text{о.т.р}}} \equiv - \frac{dz_M}{dt} = 0 \quad (7.97)$$

для заданных граничных условий бассейна t_0 и t_K .

Рассматриваемый функционал вырожденный. Экстремум его достигается в общем случае на экстремальных с изломами. Координаты точек излома следует искать с помощью условий Вейерштрассе — Эрдмана. Если время начала работы ПЭС не фиксировано, то его можно найти, воспользовавшись условием трансверсальности.

Глава 8

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И РЕЖИМНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЭУ С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ РАЗНОГО ВИДА РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

8.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Современное народное хозяйство характеризуется резким увеличением потребностей в воде для удовлетворения различных нужд. Вода нужна промышленности и сельскому хозяйству, водному транспорту и рыбному хозяйству, энергетике и коммунально-бытовому хозяйству и т. д. В настоящее время ни одна отрасль не может развиваться без пресной воды как промышленного сырья или компонента технологического процесса.

Однако объем пресной воды на Земле ограничен. Еще совсем недавно подобной проблемы не существовало, так как общий объем потребностей в воде не превышал ее естественных запасов в любой стране. В настоящее время многие страны ощущают дефицит водных ресурсов, который возникает не только из-за роста потребностей в воде, но и из-за неравномерного распределения ее во времени и по территории разных стран, не совпадающего с графиками потребностей в ней разных отраслей хозяйства. Для иллюстрации можно привести следующие данные по нашей стране: с 1913 по 1968 г. население страны выросло в 1,5 раза, а потребление воды — в 5 раз. Большинство рек нашей страны снегового питания; во время весеннего половодья за 1,5—3 мес проходит до 60—95 % годового стока. Особо следует отметить крайнюю неравномерность распределения речного стока по территории СССР. Если в РСФСР он в среднем в 1,7 раз выше, чем по всей стране в целом, то, например, в Туркмении — в 100 раз ниже. Весьма характерным является и существенная неравномерность годового стока в многолетнем разрезе. Все это обуславливает необходимость перераспределения речного стока по территории страны и во времени. Это можно осуществить путем создания искусственных водохранилищ, которые накапливают избыточный речной сток в периоды, когда он превышает потребности в воде, и отдают накопленную воду в периоды повышенного спроса на нее.

Таким образом, регулирование стока — процесс перераспределения его во времени и пространстве. Это перераспределение осуществляется в настоящее время в условиях комплексного использования и охраны водных ресурсов в рамках ВХС. В состав ВХС входят водотоки с расположенными на них водохранилищами, а также водопользователи в виде различных отраслей народного хозяйства, потребляющие речной сток рассматриваемого региона. Каждый водопользователь предъявляет свои требования к режиму речного стока. В условиях дефицита водных ресурсов это приводит к необходимости решения так называемых вектор-

ных задач теории оптимального управления, когда поведение ВХС определяется не одним, а несколькими критериями оптимальности, сопоставление которых между собой представляет значительные методические трудности.

Здесь же будут рассмотрены энергетические и режимные особенности, которые присущи ГЭУ с водохранилищами разного вида регулирования стока.

ГЭС с водохранилищами разного вида регулирования стока будут иметь различные технико-экономические показатели по эффективности использования расхода напора водотока и подведенной энергии. Они будут нести разные функции в ВХС и, в частности, одним из основных ее компонентов — электроэнергетической системе. От правильного учета энергетических и режимных особенностей ГЭС с водохранилищами разного вида регулирования стока во многом зависит и эффективность работы всей электроэнергетической системы в целом.

ГАЭС могут выполнять роль потребителя-регулятора и источника пиковой мощности, перераспределяя во времени нагрузку системы $P_c(t)$ с помощью изменения объемов воды, аккумулированной в его водохранилищах. ПЭС с помощью объема воды, аккумулированной в бассейне, также могут перераспределять во времени $\mathcal{E}_{ПЭС}^{пол}(t)$. При этом ПЭС могут играть роль потребителя-регулятора и источника пиковой мощности.

8.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА. ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

Электроэнергетическое производство обладает следующими особенностями, присущими только этой отрасли: 1) одновременность процессов производства, распределения и потребления электроэнергии при заданном ее количестве и качестве, для чего необходимо знать требования потребителя к режиму работы электростанций как источников энергии;

2) относительная быстрота протекания технологических процессов в электроэнергетике, характеризующаяся в переходных и аварийных режимах сотыми и тысячными долями секунды, что требует автоматизации процессов управления в энергетике;

3) тесная связь электроэнергетики с народным хозяйством, что предъявляет к ней особые требования: надежность технологического цикла, определяемого особенностями производства любого вида электростанций; бесперебойность снабжения энергией потребителей, обеспечиваемая резервами мощности разного вида; качество энергии и экономичность режима производства энергии.

Потребителей энергии, предъявляющих разные требования к ее количеству во времени, можно разделить на три основные категории: постоянные (промышленность), сезонные (орошение, торфоразработка) и переменные в течение суток — недели (коммунально-бытовое хозяйство, транспорт). В настоящее время большая часть потребителей и производителей электроэнергии в нашей стране объединены в электроэнергетические системы, под которыми понимают совокупность звеньев цепочки получения, передачи, распределения и потребления элект-

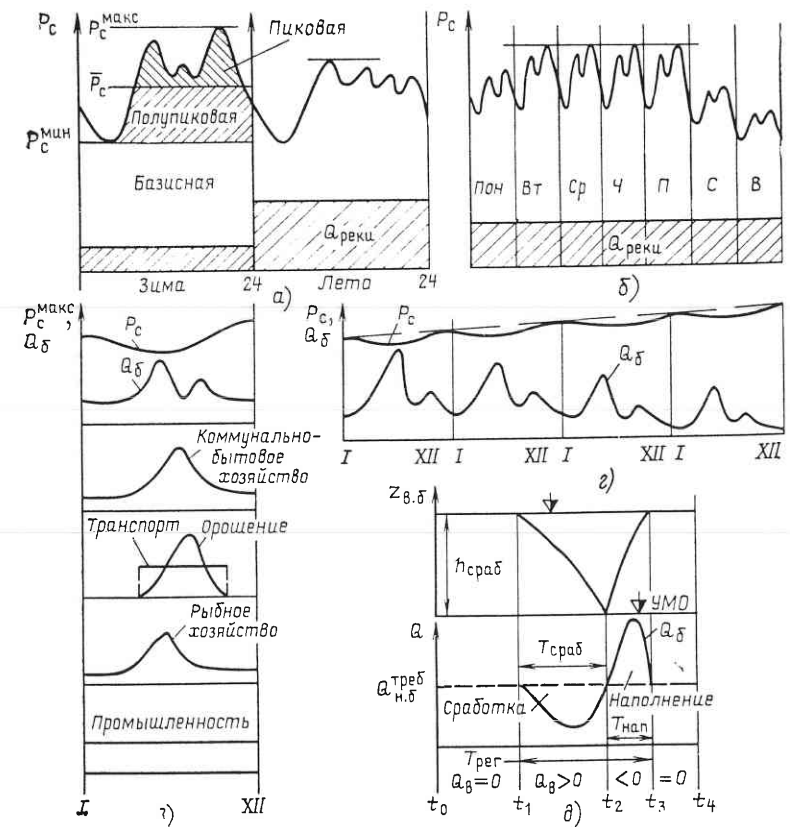


Рис. 8.1. Современные требования к режиму водопотребления в водохозяйственной системе

роэнергии. Поскольку на ТЭЦ или АТЭЦ производится и тепловая энергия, подобная система называется энергетической. Основные характеристики системы — графики нагрузки, или графики изменения потребностей в энергии по времени $P_c(t)$, которые обычно делятся на суточные (рис. 8.1, а), недельные (рис. 8.1, б) и годовые (рис. 8.1, в). В расчетах режимов энергосистемы графики нагрузки обычно представляются непрерывной или ступенчатой кривой. Как правило, используются два вида графиков нагрузки — регулярные, или плановые, и нерегулярные, или unplanned.

Суточный график нагрузки энергосистемы обычно характеризуется тремя абсолютными и тремя относительными показателями. К первым относятся максимум и минимум нагрузки $P_c^{макс}$ и $P_c^{мин}$, а также среднесуточная нагрузка $\bar{P}_c$. Эти показатели определяют три характерные зоны суточного графика нагрузки: базисная (от 0 до $P_c^{мин}$), полупиковая (от $P_c^{мин}$ до $\bar{P}_c$) и пиковая (выше $\bar{P}_c$) (рис. 8.1, а). Каждая зона графика нагрузки имеет свои показатели и предъявляет разные требования к режиму электростанции.

Базисная зона нагрузки характеризуется постоянной нагрузкой в течение суток, что экономически наиболее выгодно для КЭС, ТЭЦ и АЭС. По-

лупиковая зона занимает 14—16 ч суток. В таком режиме могут работать как ГЭУ, так и КЭС с маневренным оборудованием. В пиковой зоне наиболее эффективно размещать ГЭУ и в некоторых случаях газотурбинные и специальные пиковые станции.

Для обеспечения бесперебойности электроснабжения энергосистема должна располагать резервами по мощности и энергии: аварийным, нагрузочным, ремонтным и народнохозяйственным, что могут обеспечить не все виды ГЭС с водохранилищем.

В качестве относительных показателей графика нагрузки используются следующие.

Продолжительность использования максимальной нагрузки h , ч, представляет отношение потребляемой энергии за период T к $P_{\text{с макс}}$ за тот же период. Чем больше h , тем график $P_{\text{с}}(t)$ равномернее и тем эффективнее он покрывается АЭС и ТЭС, и наоборот. Коэффициент заполнения или плотности δ представляет собой отношение $\bar{P}_{\text{с}}$ к $P_{\text{с макс}}$ за период T . Для энергосистемы промышленного назначения δ увеличивается и в системе с преобладанием коммунально-бытовых потребителей снижается. Коэффициент δ изменяется в течение недели и по сезонам, увеличиваясь в выходные дни и летом.

Коэффициент минимума β характеризует отношение $P_{\text{с мин}}$ к $P_{\text{с макс}}$. Чем меньше β , тем более маневренными качествами должны обладать для покрытия $P_{\text{с}}(t)$ разные виды электростанций.

Основными тенденциями графиков нагрузки являются: разуплотнение его, т. е. уменьшение значений δ и β , и рост $P_{\text{с макс}}$ за счет увеличения доли коммунально-бытовой нагрузки, сокращения рабочего дня, электрификации народного хозяйства в целом, а также связанное с этим увеличение скорости набора сброса нагрузки в течение суток. Это предъявляет повышенные требования к регулировочным и маневренным качествам электростанций. ГЭУ в настоящее время обладают наиболее эффективными показателями из перечисленных. Участие ГЭУ в энергосистеме позволяет создать наиболее эффективный режим всей системы в целом, включающей в себя тепловые и атомные станции.

На рис. 8.1, а, б, в представлены различные графики нагрузки энергосистемы, требования к режимам потребления воды участниками ВХС, а также гидрографы бытового стока, характерные для большинства рек снегового питания нашей страны. Из их анализа следует необходимость перераспределения $Q_{\text{б}}(t)$ во времени из-за несоответствия его потребностям народного хозяйства.

По назначению принято различать два вида регулирования стока: водохозяйственное и его особый случай — водноэнергетическое. Водохозяйственное регулирование стока перераспределяет сток или расход реки во времени и пространстве для удовлетворения нужд неэнергетических участков ВХС. Водноэнергетическое регулирование предназначено для перераспределения стока в энергетических целях и отличается от водохозяйственного необходимостью одновременного учета изменения расходов и напоров во времени и большей сложностью расчетов. Для водохранилищ водохозяйственного назначения характерны, как правило, равномерные режимы пусков во времени

и значительные изменения уровней верхнего бьефа. Диапазон изменения напора в створе может достигать 80—90 %.

Водноэнергетическое регулирование предполагает значительно меньший диапазон изменения напоров, определяющийся ростом потерь $\mathcal{E}_{\text{г.у}}^{\text{под}}$ при увеличении $h_{\text{сраб}}$.

На рис. 8.1, д показан пример водохозяйственного регулирования и даны основные понятия, используемые в регулировании стока. Пусть для периода T задано значение $z_{\text{в.б}}(t_0) = \text{НПУ}$, график $Q_{\text{б}}(t)$ и $Q_{\text{н.б}}^{\text{треб}}(t)$. Тогда от t_0 до t_1 значения $Q_{\text{б}}(t)$ равны $Q_{\text{н.б}}^{\text{треб}}(t)$ и ГЭУ работает здесь по водотоку, не используя воду из водохранилища. В интервале $t_1—t_2$ потребности превышают приток к створу — идет сработка водохранилища; затем в интервале $t_2—t_3$ — его наполнение. Далее от t_3 до t_4 ГЭУ работает опять по водотоку.

Время, в течение которого водохранилище срабатывается от НПУ до УМО и снова наполняется от УМО до НПУ, называется циклом регулирования $T_{\text{рег}} = t_3 - t_1$. Период $T_{\text{рег}}$ делится на период сработки $T_{\text{сраб}}$ и период наполнения $T_{\text{нап}}$.

Принято рассчитывать расход водохранилища следующим образом:

$$Q_{\text{в}} = \begin{cases} \frac{dV_{\text{сраб}}}{dt} > 0 & \text{— сработка;} \\ 0 & \text{— работа по водотоку;} \\ \frac{dV_{\text{сраб}}}{dt} < 0 & \text{— наполнение,} \end{cases} \quad (8.1)$$

где

$$V_{\text{сраб}} = V_{\text{сраб}}(h_{\text{сраб}}(t)) \quad (8.2)$$

при

$$V_{\text{сраб}} = V_{\text{в}}(\text{НПУ}) - V_{\text{в}}(z_{\text{в.б}}(t));$$

$$h_{\text{сраб}} = \text{НПУ} - z_{\text{в.б}}(t).$$

Каждое водохранилище характеризуется относительной емкостью (объемом) $\beta_{\text{в}}$, определяемой отношением полезного объема водохранилища $V_{\text{полезн}}$ к среднегодовому стоку реки в данном створе W_0 :

$$\beta_{\text{в}} = \frac{V_{\text{полезн}}}{W_0} = \frac{V_{\text{в}}(\text{НПУ}) - V_{\text{в}}(\text{УМО})}{W_0}. \quad (8.3)$$

В зависимости от $\beta_{\text{в}}$ неравномерности стока, а также требований ВХС к режиму водохранилища различают следующие виды регулирования стока по $T_{\text{рег}}$: без регулирования ($T_{\text{рег}} = 0$, $z_{\text{в.б}} = \text{НПУ}$); краткосрочное регулирование ($T_{\text{рег}}$ не

превышает суток-недели) и длительное регулирование ($T_{\text{рег}}$ более сезона, года или нескольких лет).

Каждый из перечисленных видов регулирования стока обладает своими энергетическими и режимными особенностями, рассмотренными ниже.

8.3. ГЭС БЕЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА И ГЭС С КРАТКОСРОЧНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ

ГЭС без регулирования стока. Такие ГЭС работают по режиму водотока, т. е. при $z_{в.б}(t) = \text{НПУ} = \text{const}$. Их режим полностью и однозначно определяется приточностью к створу ГЭС, так как $Q_{н.б}(t) = Q_{\text{пр}}(t)$ и $Q_{в.б}(t) = 0$. Как правило, это низконапорные, небольшие по мощности ГЭС. Они вызывают наименьшие изменения в природе данного региона, не изменяя естественного режима водотока, если в каскаде отсутствуют ГЭС с регулированием стока.

Для рек снегового питания график работы ГЭС без регулирования, как правило, относительно равномерный во времени и соответствует базисной зоне графика нагрузки. Для рек дождевого питания режим отдачи ГЭС во времени может быть неравномерным, однако также соответствуя базисному режиму. Никакие виды резерва системы на таких ГЭС не устанавливаются. Основная задача системы регулирования ГЭС — поддержание постоянного значения НПУ во времени. Режим работы ГЭС можно считать установившимся. Возможна оптимизация внутростанционного режима ГЭС без регулирования. В целом с учетом $H_{\text{р}}^N$ режим этих ГЭС можно описать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} z_{в.б}(t) &= \text{НПУ} = \text{const}; \\ Q_{в.б}(t) &= 0; \quad Q_{н.б}(t) = Q_{\text{пр}}(t); \\ Q_{\text{ГЭС}}(t) &= \begin{cases} Q_{н.б}(t) & \text{при } Q_{н.б}(t) < Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{\text{ГЭС}}); \\ Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{\text{ГЭС}}) & \text{при } Q_{н.б}(t) \geq Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{\text{ГЭС}}); \end{cases} \\ Q_{х.сбр}(t) &= Q_{н.б}(t) - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{макс}}(H_{\text{ГЭС}}(t)). \end{aligned} \right\} \quad (8.4)$$

Мощность подобных ГЭС невелика (рис. 8.2). Значительную часть года здесь возможны холостые сбросы воды. При этом мощность ГЭС будет определяться схемой создания напора и организацией пропуска $Q_{х.сбр}$ через головной узел в нижний бьеф или через деривацию и напорный бассейн в нижний бьеф для деривационных ГЭС; через водосбросы в нижний бьеф для плотинных ГЭС. Для любой схемы создания напора имеют место потери его за счет нижнего бьефа, т. е. $\Delta N_{н.б}(Q_{п.б})$ и $\Delta z_{н.б}(Q_{п.б})$. Если пропуск $Q_{х.сбр}$ организован через деривацию и напорный бассейн, то появляются дополнительные потери напора и, следовательно, мощности и энергии, что ведет к малой энергетической эффективности данной схемы. В периоды пропуска максимальных расходов, когда напор может быть меньше $H_{\text{р}}^N$, возможно появление свя-

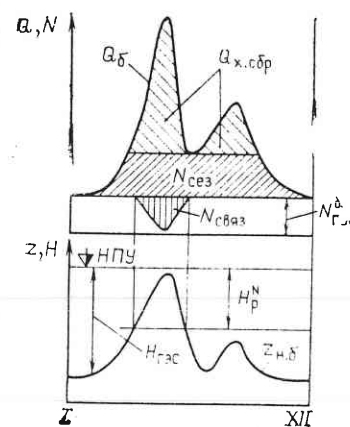


Рис. 8.2. Режимы работы ГЭС без регулирования стока

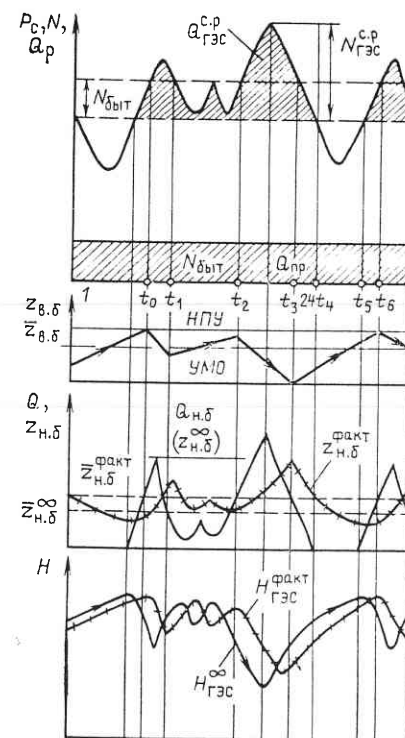


Рис. 8.3. Режимы работы ГЭС суточного регулирования

занной по напору мощности $N_{\text{связ}}(H_{\text{ГЭС}})$ (рис. 8.2). Это вызывает дополнительные потери мощности и энергии. В целях повышения эффективности ГЭС без регулирования стока на них иногда размещают так называемую сезонную мощность $N_{\text{сез}}$. Она обеспечена водой ограниченное время в году и влияет только на расход топлива в системе, не увеличивая вытесняющей мощности ГЭС.

ГЭС без регулирования обладают малыми КПД по энергии из-за значительных холостых сбросов

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{б.р}} = \mathcal{E}_{\text{г.у}}^{\text{под}} - \Delta \mathcal{E}_{н.б} - \Delta \mathcal{E}_{\text{реж}}^Q - \Delta \mathcal{E}_{\text{реж}}^H, \quad (8.5)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{н.б}$ — потери энергии за счет нижнего бьефа; $\Delta \mathcal{E}_{\text{реж}}^Q$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{реж}}^H$ — режимные потери энергии за счет холостых сбросов и наличия связанной по напору мощности.

Коэффициент использования стока для ГЭС без регулирования $k_{\text{ш}}^{\text{б.р}}$ очень низкий; коэффициент использования напора $k_{\text{н}}^{\text{б.р}}$ значителен для русловых ГЭС и несколько меньше для деривационных.

ГЭС суточного регулирования стока. Основное назначение этого вида регулирования стока — преобразовать, как правило, рав-

номерный график приточности к створу согласно требованиям неравномерного суточного графика нагрузки. Для этого в некоторое время суток происходит накопление $W_{пр}$ в водохранилище, а затем его расходование в часы пиковых нагрузок.

При равномерном графике приточности к створу ГЭС в течение года для реализации суточного регулирования достаточно иметь водохранилище в размере половины объема суточного стока. В реальных условиях этот объем может быть несколько меньше или больше. Наличие даже небольшого водохранилища увеличивает обеспеченность отдачи ГЭС в течение года. ГЭС суточного регулирования могут быть разными по способу создания напора, который, как правило, небольшой. В связи с этим невелики и затопления в верхнем бьефе таких ГЭС.

Наличие суточного регулирования стока приводит к появлению некоторых особенностей энергетического и водохозяйственного использования подобных ГЭС. Поясним это графически на рис. 8.3. Пусть для известной отметки НПУ = const в створе ГЭС задан график $Q_{пр} = \text{const}$, что обеспечивает базовый режим работы ГЭС без регулирования $N_{ГЭС}^{б.р} = \text{const}$ в течение суток. Выработка станции при этом равна $\mathcal{E}_{ГЭС}^{б.р}$ [заштрихованная площадь в базисной части $P_c(t)$]. Разместим $\mathcal{E}_{ГЭС}^{б.р}$ в пиковой части графика нагрузки. При этом, естественно, вытесняющая мощность ГЭС увеличивается до $N_{ГЭС}^{с.р}$; в общем случае $N_{ГЭС}^{с.р}$ будет тем больше, чем выше пиковость графика нагрузки, т. е. чем меньше h и δ (см. § 8.2). Тем самым обеспечивается так называемый мощностной эффект ГЭС, когда $N_{ГЭС}^{с.р} \gg N_{ГЭС}^{б.р}$, и улучшаются условия работы ТЭС и АЭС в системе за счет выравнивания их графика работы в сутках. Увеличение мощности ГЭС при том же графике $Q_{пр}(t)$ вызовет некоторое уменьшение $Q_{х.сбр}(t)$ по сравнению с ГЭС без регулирования, т. е. $k_{\mathcal{E}}^{с.р} > k_{\mathcal{E}}^{б.р}$. Вместе с тем коэффициент использования напора здесь несколько меньше за счет потерь его при сработке водохранилища. На рассматриваемых ГЭС возможна установка сезонной мощности.

Подобные станции могут активно участвовать в суточном распределении нагрузки в периоды малой и средней водности. На них может быть размещена и часть нагрузочного резерва системы. Естественно, что при этом предполагается оптимальным внутристанционный режим использования оборудования. В периоды паводка или половодья, когда $Q_{пр} \gg Q_{ГЭС}^{\text{макс}}$, ГЭС суточного регулирования работает в базисной части графика нагрузки и не участвует в его регулировании. В это время они не могут нести и функции резерва системы. Для низконапорных ГЭС уменьшение напоров в паводок или половодье может привести к уменьшению расходуемой мощности.

Суточное регулирование может приводить к резким колебаниям уровней верхнего и нижнего бьефов, отличающимся от естественного хода уровней водотока. Рассмотрим это на рис. 8.3, предпо-

лагая, что графики отдачи по мощности ГЭС без регулирования и суточного регулирования пропорциональны графикам расходов, т. е. $Q_{пр}(t)$ и $Q_{ГЭС}^{с.р}(t)$. Предположим, что водохранилище ГЭС позволяет реализовать полное суточное регулирование стока, т. е. $T_{рег} = 1$ сут. Это означает, что станция не работает при НПУ, а периодически наполняется до него и затем сразу срабатывается. Допустим, что в момент t_0 отметка верхнего бьефа равна НПУ, т. е. $Q_{в0} = 0$, $Q_{н.60} = Q_{пр0} = Q_{ГЭС0}$. Тогда во время $t_0 - t_6$ будет происходить сработка-наполнение водохранилища в соответствии с графиком, представленным в табл. 8.1.

Таблица 8.1. Режимы работы ГЭС суточного регулирования

Параметр	t_0	$t_0 - t_1$	$t_1 - t_2$	$t_2 - t_3$	$t_3 - t_4$	t_4
$Q_{ГЭС}^{с.р}$	$Q_{пр}$	$> Q_{пр}$	$< Q_{пр}$	$> Q_{пр}$	$< Q_{пр}$	$Q_{пр}$
$Q_{в}$	0	> 0	< 0	> 0	< 0	0
$z_{н.б}$	НПУ	Сработка	Наполнение	Сработка	Наполнение	НПУ

Из графиков рис. 8.3 видно, что среднесуточная отметка верхнего бьефа $z_{н.б} < \text{НПУ}$. Это явление будет связано с уменьшением $\mathcal{E}_{пр}^{\text{под}}$ и, следовательно, всей выработки ГЭС суточного регулирования по сравнению с ГЭС без регулирования за данные сутки, а также и за год в целом (см. § 7.2). Однако подобное уменьшение суточной выработки будет компенсировано приростом годовой выработки за счет сокращения $W_{х.сбр}$.

Указанные потери суточного регулирования достигают 3—5 % суточной выработки ГЭС без регулирования и увеличиваются с уменьшением напора ГЭС. Наличие их обусловлено как снижением $z_{н.б}$, так и повышением $z_{н.6}$ за счет возникновения в нижнем бьефе неустановившегося движения воды. Поясним это явление на рис. 8.3. Для установившегося режима каждому значению $Q_{ГЭС}^{с.р} = Q_{н.6}$ будет соответствовать $z_{н.6}^{\infty}(t) = z_{н.6}(Q_{н.6}(t))$ по кривой связи нижнего бьефа. Тогда для интервала $t_4 - t_5$ $z_{н.6}^{\infty}(t) = 0$. Однако в действительности за счет инерционности жидкости изменение отметки нижнего бьефа во времени будет происходить по несколько иному закону. Характер зависимости $z_{н.6}^{\text{факт}}(t)$ определяется многими факторами и описывается в общем случае для медленно изменяющихся процессов во времени уравнениями Сен-Венана. Для ночного периода, когда $N_{ГЭС}^{с.р}(t) = 0$, отметка нижнего бьефа будет постепенно уменьшаться, не достигая при этом сухого дна реки к утреннему пику нагрузки. График $z_{н.6}^{\text{факт}}(t)$ достигает экстремальных значений несколько позже, чем график

$Q_{н.б}(t)$. При этом диапазон фактических колебаний уровней нижнего бьефа в течение суток может достигать нескольких метров, что доказывает важность учета неустановившегося движения воды для низко- и средненапорных ГЭС. В часы максимальных нагрузок $z_{н.б}^{факт}$ обычно несколько меньше своего максимального значения за сутки, что позволяет увеличить отдачу ГЭС в это время. Следует заметить, что при этом среднесуточная отметка нижнего бьефа с учетом неустановившегося движения воды меньше, чем для ГЭС без регулирования.

Таким образом, для суточного интервала времени $\mathcal{E}_{сут}^{б.р} > \mathcal{E}_{сут}^{с.р}$, а для годового $\mathcal{E}_{год}^{б.р} \ll \mathcal{E}_{год}^{с.р}$, т. е. КПД использования $\mathcal{E}_{г.у}^{пол}$ увеличился за счет снижения $W_{х.сбр}$, несмотря на уменьшение средневзвешенного напора в течение года. С учетом (8.5) за год

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^{с.р} = \mathcal{E}_{г.у}^{пол} - \Delta\mathcal{E}_{н.б} - \Delta\mathcal{E}_{в.б} - \Delta\mathcal{E}_{рег}^Q - \Delta\mathcal{E}_{рег}^H. \quad (8.6)$$

По изменению напоров наиболее существенно влияние суточного регулирования на режим низко- и средненапорных ГЭС. При этом для расчета графика $z_{в.б}(t)$ в большинстве случаев нельзя пользоваться объемной характеристикой водохранилища $z_{в.б}(V_{в})$, соответствующей статическому режиму работы ГЭС. Для описания процессов в верхнем бьефе необходимы специальные математические модели, учитывающие наличие переходных процессов и в водохранилище. Эти же модели должны учитывать наличие переходных гидравлических процессов и для деривационных ГЭС. Особенно это относится к станциям с длинной деривацией, обладающим к тому же ограниченным суточным регулированием. Указанное ограничение может определяться как малыми объемами водохранилища в головном узле или бассейна суточного регулирования в конце деривации, так и ограничениями режимов ГЭС со стороны ВХС. Требования ВХС, как правило, сводятся к необходимости базовых режимов работы ГЭС. Естественно, что при этом резко уменьшается установленная мощность станции и растет объем холостых сбросов, т. е. увеличиваются потери $\mathcal{E}_{г.у}^{пол}$ за год.

В периоды половодья повышение регулировочных возможностей низконапорных ГЭС, совмещенных с водосбросами, возможно как путем использования эффекта эжекции, так и регулированием напора. Для этого в периоды малой нагрузки системы $Q_{х.сбр}(t)$ увеличивают, а во время прохождения пиков — резко уменьшают. При этом на небольшое время возможна некоторая форсировка уровня верхнего бьефа, а также уменьшение отметок в нижнем бьефе за счет появления неустановившегося движения воды.

Для современных объединенных энергосистем время работы ГЭС в течение суток иногда составляет 4—6 ч. При этом характерны резкие колебания нагрузки на ГЭС. В условиях, когда ГЭС работает в «импульсном» режиме, требуются специальные методы расчета режимов как в верхнем, так и в нижнем бьефах. Приемы, применяемые для расчетов медленно меняющегося гидравлическо-

го процесса, здесь становятся малоэффективными. Особенно это относится к малым ГЭС с малоинерционными бьефами.

Суточное регулирование ГАЭС. В отличие от ГЭС для ГАЭС несовмещенного вида может отсутствовать $Q_{пр}(t)$ в бьефах. Эти станции имеют, как правило, высокие напоры (100 м и выше). Они способны нести функции некоторых видов резервов системы. Задача суточного регулирования ГАЭС несовмещенного вида — перераспределение во времени энергии, запасенной в водохранилищах станции для покрытия переменного графика нагрузки системы и повышения эффективности прохождения ночного провала нагрузки ТЭС или АЭС.

Для ГАЭС совмещенного вида, где $Q_{пр} \neq 0$, увеличивается только объем перераспределяемой энергии во времени. Режимы работы ГАЭС суточного регулирования характеризуются значительными колебаниями уровней бьефов. В настоящее время актуальной задачей становится использование ГАЭС в качестве резерва системы по мощности без ежесуточной сработки-наполнения водохранилища.

Суточное регулирование ПЭС. Однобассейновые ПЭС без принятия специальных технических решений способны работать только в базисной части графика нагрузки системы из-за особенностей изменения $\mathcal{E}_{ПЭС}^{пол}$ во времени. Осуществление на них режима подкачки воды в бассейн позволяет использовать станцию как потребителя-регулятора, так и для повышения доли участия станции в пике графика нагрузки. Эффективность использования насосного режима объясняется и тем, что закачивание воды в бассейн идет на небольших напорах, а сработка — на максимально возможных

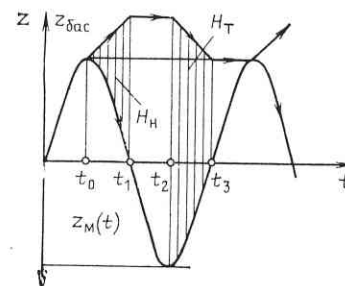


Рис. 8.4. Суточное регулирование на ПЭС

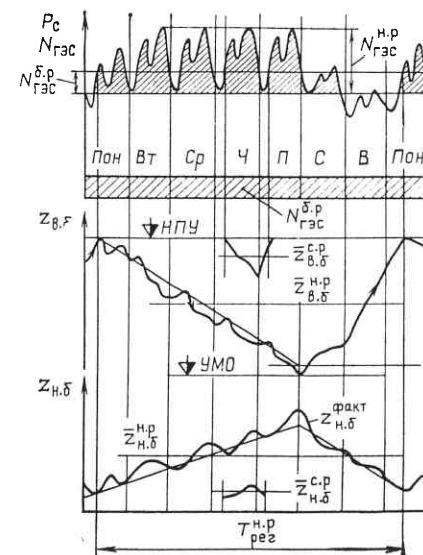


Рис. 8.5. Недельное регулирование стока

в данном створе (рис. 8.4). При этом возможно получение выработки ПЭС несколько большей, чем израсходовано при насосном режиме при одинаковых объемах использования бассейна.

Режим моря (океана) для ПЭС всегда однозначно соответствует мареограмме $z_m(t)$. Режим бассейна определяется режимом работы ПЭС в энергосистеме. В течение суток для бассейна характерно наличие практически установившегося режима уровней при значительном их колебании во времени.

ГЭС недельного регулирования стока. Задача недельного регулирования стока — перераспределение во времени относительно равномерного бытового стока в соответствии с требованиями недельных графиков нагрузки (см. рис. 8.1, б). С помощью недельного регулирования возможно увеличение $N_{ГЭС}^{н.р.}$ по сравнению с $N_{ГЭС}^{с.р.}$ и тем более $N_{ГЭС}^{б.р.}$. Объясняется это тем, что $\mathcal{E}_{нед}^{под}$ вписывается в пик всех недельных графиков нагрузки для получения максимального выравнивания режима АЭС и ТЭС. При наличии подпора в нижнем бьефе возможна полная или частичная остановка ГЭС в субботные и воскресные дни (рис. 8.5).

Для осуществления недельного регулирования стока требуется объем водохранилища, не превышающий объем стока реки за неделю, т. е. $\beta_V^{н.р.} > \beta_V^{с.р.}$. Увеличение $\beta_V^{н.р.}$ и $N_{ГЭС}^{н.р.}$ позволяет повысить обеспеченность отдачи ГЭС по сравнению с суточным регулированием, сократить объем холостых сбросов, увеличить $\mathcal{E}_{ГЭС}^{н.р.}$ при одновременном увеличении потерь $\mathcal{E}_{тр}^{под}$ за счет снижения $\bar{z}_{н.б.}^{н.р.}$ и поднятия $\bar{z}_{н.б.}^{с.р.}$, т. е. $k_W^{н.р.} > k_W^{с.р.}$ при $k_H^{н.р.} < k_H^{с.р.}$ (рис. 8.5).

Недельное регулирование стока позволяет устанавливать на ГЭС часть нагрузочного и аварийного резерва системы (со временем действия в несколько часов).

При сработке водохранилища недельного регулирования уменьшается напор ГЭС и увеличивается $Q_{ГЭС}(t) = Q_{н.б.}(t)$ даже при одинаковых графиках отдачи станции $N_{ГЭС}^{н.р.}(t)$. Это вызывает подъем $\bar{z}_{н.б.}^{н.р.}$ по сравнению с $\bar{z}_{н.б.}^{с.р.}$. Самые низкие напоры наблюдаются обычно в четверг или пятницу. Для недельного регулирования стока характерны все особенности, рассмотренные для суточного, тем более что последнее также осуществляется в течение недели.

Общим для суточного и недельного регулирования стока является следующее. Во-первых, перераспределение относительно равномерного графика $N_{ГЭС}^{под}(Q_{пр}(t))$ в неравномерный, отличающийся от естественного режима реки. Это необходимо учитывать при работе ГЭС в ВХС, поскольку рассмотренные виды регулирования стока обеспечивают хорошие энергетические показатели станции в течение суток, недели. Во-вторых, необходимость использования в расчетах математических моделей бьефов, учитывающих наличие в них неустановившегося движения воды (см. гл. 2). В-третьих, существенный диапазон изменения уровней

бьефов в течение суток, недели при неизменных среднемесячных напорах, поскольку цикл регулирования здесь невелик.

Эти станции имеют значительные объемы холостых сбросов в течение года, т. е. большие потери $\mathcal{E}_{г.у}^{под}$.

ГАЭС недельного регулирования. Режимные особенности таких ГАЭС характеризуются возможностями перераспределения нагрузки системы в течение недели, а также использованием этих станций как надежного оперативного резерва системы. Все сказанное выше о режимах уровней и напоров высоконапорных ГЭС справедливо и для ГАЭС, но при этом должны учитываться специфические характеристики их бьефов.

8.4. ДЛИТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ СТОКА

Задача длительного регулирования стока — перераспределение естественного стока за период, больший одного месяца, сезона, года в соответствии с требованиями участников ВХС (см. рис. 8.1, в и г). Для этого требуются водохранилища со значительным относительным объемом, 0,1—0,5 и более, что ведет к большим затоплениям и значительному изменению естественного режима рек.

Наличие длительного регулирования стока позволяет гарантированно обеспечить народное хозяйство водой в необходимом количестве и качестве в нужный момент времени. Действительно, естественный сток рек отличается неравномерностью не только внутри года, но и между годами, что может привести к нарушению нормального функционирования отраслей народного хозяйства. Необходимость в длительном регулировании стока определяется непрерывным ростом потребностей в воде во времени, поскольку в меженный период эти потребности могут превышать $Q_{быт}(t)$. В отличие от краткосрочного регулирования информация, необходимая для расчетов длительного регулирования стока, обладает значительно большей неопределенностью, что необходимо учитывать при управлении ГЭС.

Длительное регулирование позволяет размещать на ГЭС разные виды резерва энергосистемы, в том числе нагрузочный и аварийный. По циклу регулирования и решаемым задачам различают два вида длительного регулирования стока — годовое (сезонное) и многолетнее.

Годичное (сезонное) регулирование стока. Если цикл регулирования равен году, то такое регулирование годовое; если меньше года, то сезонное. К этому виду регулирования относится большая часть ГЭС на Волге, Днепре, Оби, Амударье, Вахше и других реках СССР. Относительный объем подобных водохранилищ находится в пределах от 0,1 (иногда до 0,04) до 0,2—0,3. При этом чем больше изменчивость стока во времени, тем больший объем водохранилища требуется для его регулирования. Как правило, водохранилища длительного регулирования стока ведут и краткосрочное регулирование.

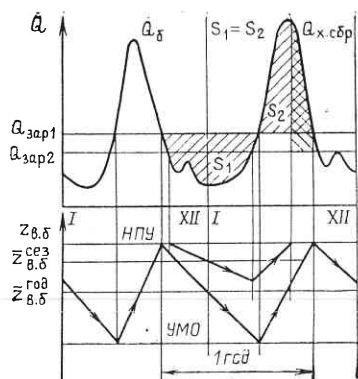


Рис. 8.6. Годичное (сезонное) регулирование стока

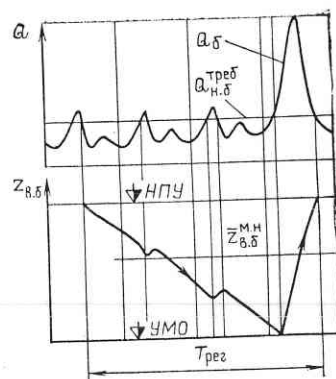


Рис. 8.7. Многолетнее регулирование стока

На рис. 8.6 показана принципиальная схема осуществления годичного (сезонного) водохозяйственного регулирования стока. Для $Q_{зар1}$ осуществляется годичное регулирование стока, которое характеризуется отсутствием $W_{х.сбр}$. Уменьшение объема водохранилища до сезонного объема снижает зарегулированный расход до $Q_{зар2}$ и ведет к появлению холостых сбросов.

При одинаковых отметках НПУ годичное (сезонное) регулирование стока увеличивает потери $\mathcal{E}_{г.у}^{под}$ из-за уменьшения $Z_{в.б}^{г.р}$ при одновременном снижении потерь из-за $W_{х.сбр}$, т. е. $k_{w}^{г.р} > k_{w}^{п.р}$, но $k_{H}^{г.р} < k_{H}^{п.р}$. Наличие годичного (сезонного) регулирования увеличивает $N_{ГЭС}^{г.р}$ и обеспеченность отдачи ГЭС в течение длительного отрезка времени.

Режим подобных водохранилищ будет характеризоваться существенными колебаниями уровней верхнего бьефа в течение сезона, года и постоянными уровнями верхнего бьефа в течение суток — недели. Глубокая сработка водохранилищ длительного регулирования может привести к снижению напора ниже H^N_p и уменьшению располагаемой мощности станции. Особенно это характерно для низконапорных ГЭС. Для деривационных ГЭС иногда существенное значение приобретают потери напора в деривации и напорных водоводах, особенно при больших глубинах сработки водохранилищ.

Многолетнее регулирование стока. Цикл регулирования здесь может длиться несколько лет. Избыточный сток многоводных лет накапливается в водохранилище и сбрасывается в маловодные годы (рис. 8.7). Средний уровень верхнего бьефа здесь относительно наименьший из всех возможных видов регулирования стока. Следствием этого являются значительные потери энергии на транзитном стоке при очень высокой обеспеченности энергетических и водохозяйственных показателей ГЭС. Достигается это большими объемами водохранилищ, для которых $\beta_V^{мн.р} = 0,5$ и более в за-

висимости от изменчивости стока по годам и в течение года. Как правило, одновременно с многолетним регулированием осуществляются и другие виды регулирования стока — годичное (сезонное), краткосрочное. В связи с этим для многолетнего регулирования справедливы те же режимные особенности, которые были рассмотрены выше. Из-за большого диапазона сработки водохранилища возможна длительная работа ГЭС с напорами меньше H^N_p , и следовательно, со сниженной располагаемой мощностью.

Для водохозяйственного регулирования характерна оценка регулировочных возможностей длительного регулирования стока с помощью коэффициента регулирования

$$\alpha = Q_{рег}/Q_0, \quad (8.7)$$

где $Q_{рег}$ — зарегулированный расход или отдача ГЭС; Q_0 — среднее многолетний расход реки в створе станции.

В водноэнергетическом регулировании подобным параметром является выработка энергии.

Энергетической особенностью длительного регулирования стока является существенная зависимость эффективности использования $\mathcal{E}_{г.у}^{под}$ за цикл регулирования от режима водохранилища. В частности, преждевременная сработка его может привести к невозможности использования полной мощности ГЭС в периоды осенне-зимнего максимума нагрузки из-за снижения напора и располагаемой мощности. Задержка сработки в многоводные годы приведет к вынужденным холостым сбросам.

Чем выше относительный объем β_V , тем большее значение приобретает проблема эффективного использования энергии водохранилищ, т. е. $\mathcal{E}_B^{под}$. Для некоторых рек страны (в Сибири, Казахстане), где почти весь годовой сток проходит в период половодья (2—4 мес), режим использования энергии, накопленной в водохранилище, приобретает решающее значение, поскольку в межень период $Q_6(t)$ практически равно нулю.

Именно эффективность длительного регулирования как первоочередная задача планирования режимов энергосистемы будет определять собой и экономичность краткосрочных режимов ГЭС. В свою очередь, особенности краткосрочных режимов будут влиять на энергетические показатели длительного регулирования. В этом одно из основных отличий использования в энергетике ТЭС и ГЭС.

Если режимы ТЭС во времени мало связаны друг с другом, то любое изменение режима ГЭС в данный момент времени может существенно повлиять на эффективность последующих режимов. Поэтому вопросы длительного управления в энергосистемах с ГЭС имеют важное значение для повышения экономичности работы ТЭС и АЭС.

8.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА

Каскадное регулирование стока. Каскадное использование водотока дает возможность улучшить комплексность использования водотока для нужд ВХС, а также повысить коэффициент использования потенциальной энергии водотока за счет повышения степени использования напоров и расходов. С точки зрения максимального использования водотока необходимо наличие одной плотинной ГЭС в устье. Однако это ведет к ущербам из-за затоплений, даже если выработка такой станции превышает потенциальные возможности водотока в естественном состоянии. Сооружение сомкнутого каскада плотинных ГЭС увеличивает как k_w , так и k_H . Для каскада ГЭС длительного регулирования стока k_w и k_H близки к единице. В отличие от каскада плотинных ГЭС увеличение числа ступеней каскада деривационных станций повышает k_w и k_H за счет лучшего использования местного стока и подведенного напора, хотя при этом одновременно увеличиваются его потери в водопроводящих сооружениях.

Для СССР наиболее характерны каскады ГЭС длительного регулирования стока (Волжско-Камский, Днепровский, Ангара-Енисейский и др.). Каждому из водохранилищ таких каскадов присущи энергетические особенности, рассмотренные в § 8.3 и 8.4. Кроме того, объединение ГЭС в каскад увеличивает общий полезный объем водохранилищ и как следствие степень зарегулированности стока реки в целом. Подобные каскады являются, как правило, сомкнутыми, т. е. уровни нижнего бьефа в каждом створе превышают их естественное состояние для любых режимов ГЭС. Это означает, что водоток превращается в цепочку проточных искусственных озер. В этих условиях ГЭС освобождаются от значительных базовых пусков в нижний бьеф по требованиям ВХС и, следовательно, увеличивается степень их участия в покрытии пика графика нагрузки.

Современные ОЭС иногда включают в себя несколько каскадов. В связи с этим особое значение приобретает задача совместного использования ГЭС разного вида регулирования стока в одном графике нагрузки с учетом ТЭС и АЭС. Корректное назначение режимов ОЭС для проектных и эксплуатационных задач возможно только с использованием ЭВМ.

Отметим особенности, которые необходимо учитывать в расчетах режимов каскадов.

Наличие каскада приводит к необходимости учета гидравлических режимов ГЭС между собой, т. е. связи по расходу и напору. Любое изменение режимов l -й ГЭС каскада сказывается на изменении подпора $(l-1)$ -й ГЭС (связь по напору) и приточности к $(l+1)$ -й станции (связь по расходу).

Подпор в нижнем бьефе l -й ГЭС увеличивает потери $\Delta N_{н.б.}$, но одновременно уменьшает потери энергии в верхнем бьефе $(l+1)$ -й станции за счет увеличения напора. В каскаде за счет переходных процессов в водохранилищах особое значение приобретает корректный подбор их математических моделей для водноэнергетических расчетов.

При каскадном использовании водотока весьма сложной задачей становится решение вопроса о месте водозабора воды для ВХС, которая может быть решена только на основе рассмотрения режима использования всего водотока в целом.

В каскаде без регулирования стока добавление еще одной подобной ГЭС увеличивает степень использования водотока, не меняя вид регулирования.

В каскаде с краткосрочным регулированием только верхняя ГЭС каскада

перераспределяет равномерный в течение суток приток в неравномерный в соответствии с требованиями графика нагрузки, работая в самой верхней его части. Все последующие ГЭС располагаются, как правило, ниже в пике графика нагрузки, перераспределяя неравномерный график приточности в соответствии с требованиями $P_c(t)$. При значительных $\tau_{доб}$ график $Q_{пр}(t)$ к каждой ГЭС каскада выравнивается.

Почти не сказывается на режиме работы каскадов добавление в него водохранилища с меньшим циклом регулирования стока (по $T_{рег}$), чем существующие в каскаде. Значительно сложнее влияние добавления в каскад водохранилища с большим $T_{рег}$, чем существующие. Если дополнительная ГЭС расположена в конце каскада, то режим верхних ГЭС при этом не изменяется. В противном случае может измениться режим работы существующих ГЭС. Например, добавление в качестве верхней ГЭС любого вида регулирования в каскад без регулирования с малым $\tau_{доб}$ полностью подчинит режим нижних ГЭС режиму этой станции. Это позволит представлять подобный каскад в водноэнергетических расчетах в виде одной эквивалентной гидроэлектростанции.

Группа ГЭС без гидравлической связи. К этой группе относятся ГЭС, расположенные в разных речных бассейнах. Для этого вида регулирования стока характерны особенности, описанные в § 8.3. Месторасположение их в графике нагрузки может быть определено на основе оптимизационных расчетов на ЭВМ (см. гл. 10 и 11).

Наличие в энергосистеме нескольких ГЭС заставляет учитывать и электрическую связь между ними, а также связь ГЭС с ТЭС и АЭС.

Работа ГЭС на два графика нагрузки. В тех случаях, когда возможна работа ГЭС на два графика $P_{c1}(t)$ и $P_{c2}(t)$ по критерию максимального вытеснения ТЭС и АЭС из пиковой части, режимы работы ГЭС могут быть определены с помощью интегральной кривой продолжительности нагрузки $t_1(\mathcal{E}_{c1}^{пик})$ и $t_2(\mathcal{E}_{c2}^{пик})$.

Каскад двух ГЭС с контррегулированием. Этот вид комплексного использования водотока получает все большее распространение в нашей стране. Верхняя ГЭС обычно высоконапорная, большой мощности, обеспечивает длительное регулирование стока и работает в резкопиковом режиме. Нижняя ГЭС имеет небольшое водохранилище краткосрочного регулирования, располагается вблизи верхней ГЭС и перераспределяет резкопеременный график ее пусков в равномерную отдачу в нижний бьеф каскада в целом, например Саяно-Шушенская и Майнская. При этом одновременно решаются вопросы энергетики и охраны среды в регионе ниже данного каскада. Эти ГЭС имеют очень тесную связь между собой как по напору, так и по расходу и должны рассматриваться в расчетах как особый вид ГЭУ.

По своим задачам такой каскад близок к буферному регулированию стока, в котором нижнее водохранилище осуществляет регулирование стока в своем створе с учетом требований ВХС и возможностей верхней ГЭС.

Компенсирующее водохозяйственное регулирование. Задача этого вида регулирования стока — обеспечение заданного графика расходов в нужном месте и во времени. В этом случае водохранилище располагается в наиболее благоприятном месте с точки зрения его технико-экономических показателей, например в горах, удаленных районах. Своими пусками оно компенсирует недостающий объем расходов в заданном створе ниже по течению реки.

Компенсирующее электрическое регулирование. Задача регулирования — обеспечение максимального вытеснения ТЭС и АЭС из пиковой части графика нагрузки $P_c(t)$ и повышение гарантированной отдачи группы ГЭС без гидравлической связи за счет асинхронности стока и разного вида регулирования на ГЭС. Так, подобную роль в Закавказье обеспечивает Ингульская ГЭС, выравнивающая режим многочисленных ГЭС без регулирования или с краткосрочным регулированием.

Защита от наводнений. Задача регулирования — уменьшить вероятность затопления территорий в нижнем бьефе за счет аккумуляирования части стока в водохранилище в период прохождения очень больших расходов. Примерами таких ГЭС являются Хейская и Бурейская на Дальнем Востоке. Срезка максимального пика расходов может осуществляться при этом и за счет значительной форсировки уровня верхнего бьефа.

Каскад ГАЭС. В последнее время появились проработки каскадного использования ГАЭС, например трехбассейновая схема с двумя ГАЭС на большие напоры. Наличие многобассейновой схемы позволяет более гибко использовать возможности каждой станции этого каскада. Для этого каскада необходимо учитывать в расчетах наличие связи режимов по напорам и расходам.

ГЭС на водохранилищах водохозяйственного назначения, в коммунально-бытовых и ирригационных системах. В настоящее время все более актуальным становится вопрос об энергетическом использовании потенциала водохозяйственных систем путем установки на них гидроагрегатов. Режим работы этих ГЭС, как правило, равномерный, и они работают в базисной части графика нагрузки без специальных инженерных решений. Одним из них может быть сооружение малого контррегулирующего водохранилища в нижнем бьефе плотины водохозяйственного назначения.

ГЭУ в составе энергетических комплексов. Интенсификация и рационализация использования водных и энергетических ресурсов ведет к необходимости создания в одном месте нескольких видов станций — АЭС, ТЭС, ГЭУ, связанных между собой технологическим циклом. Крупные ТЭС и АЭС требуют огромного объема воды для осуществления своего технологического цикла. В связи с этим большинство построенных крупных ТЭС и АЭС ориентированы на использование водохранилищ существующих ГЭС. В тех же случаях, когда последних нет, их приходится создавать для обеспечения нормальной работы ТЭС и АЭС. При этом ГЭС и ГАЭС будут призваны выполнять не только присущую им роль в системе, их водохранилища будут выполнять задачи охлаждения технологической воды ТЭС и АЭС, уменьшая уровень теплового загрязнения в регионе.

ГЭУ в составе технологических комплексов. В последнее время начаты разработки схем использования ГЭС с водохранилищами в сочетании с технологическим производством в данном створе: производством жидкого водорода, аммиака, удобрений и т. д. Такие ГЭС по своему назначению полностью подчинены по своим режимам автономному потребителю.

Глава 9

ОСНОВЫ МЕТОДА РАСЧЕТА ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОГО И ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА ГЭУ С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ

9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Водохозяйственные и водноэнергетические расчеты проводятся в определенной последовательности, общей для всех гидроэнергетических установок. От правильности и точности этих расчетов во многом зависит и эффективность выбранного режима гидроузла для всей водохозяйственной системы, а следовательно, эффективность использования гидроэнергоресурсов.

Водохозяйственные расчеты связаны с определением балансовых отношений по расходу (объему) воды в данном створе и соответствующего им режима сработки-наполнения водохранилища. Расчеты проводятся при заданной отдаче по расходу (объему) или отметкам бьефов.

Водноэнергетические расчеты связаны с определением основных энергетических параметров режимов ГЭУ, т. е. напора, мощности и энергии, при заданных графиках отдачи станции по мощности $N_{ГЭУ}(t)$, расходу $Q_{н.б}(t)$ или режиме бьефов $z_{н.б}(t)$, $z_{н.б}(t)$. Эти расчеты сложнее, чем водохозяйственные, из-за сложности взаимосвязей напора, расхода и мощности ГЭУ с режимом водохранилища, из-за каскадности использования водотока, многообразия типов ГЭУ по способу создания напора и регулирования стока и другим причинам.

Значительные сложности при проведении водохозяйственных и водноэнергетических расчетов возникают при учете режима сработки-наполнения водохранилищ для различных расчетных интервалов времени, характеризующихся разными математическими моделями отдельных этапов технологического процесса. Поэтому при изучении особенностей взаимосвязей параметров режима ГЭУ весьма эффективно использование аналоговых ЭВМ, позволяющих моделировать процессы в любом масштабе времени и достаточно наглядно, а цифровые ЭВМ целесообразнее использовать уже на этапе проведения массовых инженерных расчетов.

Графоаналитические методы, дающие приближенное решение водохозяйственных и водноэнергетических задач, позволяют наглядно представить физику процессов, присущих ГЭУ любого вида.

9.2. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ВОДОХРАНИЛИЩ ГЭС

Водохозяйственные расчеты. Расчеты проводятся для всех ГЭС комплексного назначения. Задача расчета заключается в проверке возможностей обеспечения водой или гарантированными отметками различных участников ВХС.

Задача расчета режима сработки-наполнения одиночного водохранилища за период $T = t_k - t_0$ при известном начальном состоянии $z_{в.60} = z_{в.6}(t_0)$ или $V_{в0} = V_{в}(t_0)$ при заданной отдаче гидроузла по расходу $Q_{н.6}(t)$. Известны: математические модели бьефов, ограничения их режима по отметкам, характеристики притока воды в верхний бьеф $Q_{пр}(t)$, потери воды в верхнем бьефе $\Delta Q_{пот}$, которые могут зависеть не только от t , но и от других переменных (площади водохранилища, температуры и т. д.), графики отбора воды из верхнего бьефа на нужды водохозяйственной системы $\Delta Q_{вхс}(t)$.

Для установившихся длительных (свыше месяца) режимов водохранилища в качестве математических моделей бьефов можно принимать морфометрические зависимости $z_{в.6}(V_{в})$ и $z_{н.6}(Q_{н.6})$. В расчетах краткосрочных режимов следует использовать модели неустановившегося движения воды, связывающие между собой основные параметры режимов бьефов более сложной зависимостью.

При этих условиях в любой момент времени t будет справедливо равенство

$$V_{в}(t) = V_{в0} - \Delta V_{в}(t), \quad (9.1)$$

где

$$\Delta V_{в}(t) = \int_{t_0}^t Q_{в}(t) dt; \quad (9.2)$$

$$Q_{в}(t) = Q_{н.6}(t) - [Q_{пр}(t) - \Delta Q_{пот}(t) - \Delta Q_{вхс}(t)], \quad (9.3)$$

т. е. вместо (9.1) можно записать

$$V_{в}(t) = V_{в0} - \{W_{н.6}(t) - [W_{пр}(t) - \Delta V_{пот}(t) - \Delta V_{вхс}(t)]\}. \quad (9.4)$$

Все члены правой части (9.4) либо известны, либо зависят от t или связаны однозначно с $V_{в}$ и t . В связи с этим это соотношение легко реализовать по отношению к $V_{в}$.

Наличие ограничений по $V_{в}$ или отметкам бьефов может повлиять только на допустимость заданного графика отдачи $Q_{н.6}(t)$.

Реализация (9.4) возможна как в табличной, так и в графической форме, а также на ЭВМ. Для численного решения (9.4) представляется в дискретном виде. В связи с этим период $T = t_k - t_0$ разбивают на n в общем случае неравных интервалов времени, в пределах которых значения расходов принимаются постоянными. Тогда на конец i -го интервала $V_{вi}$ будет равно

$$V_{вi} = V_{в0} - \sum_{j=1}^i (Q_{прj} - \Delta Q_{потj} - \Delta Q_{вхсj}) \Delta t_j. \quad (9.5)$$

Обратная задача водохозяйственного регулирования, когда по допустимым режимам верхнего бьефа по $V_{в}$ или $z_{в.6}$ требуется определить объемы пусков в нижний бьеф при

тех же условиях, что и в задаче, рассмотренной выше. Для дискретной постановки задачи

$$W_{н.6i} = \sum_{j=1}^i (Q_{прj} + Q_{вj} - \Delta Q_{потj} - \Delta Q_{вхсj}) \Delta t_j, \quad (9.6)$$

где

$$Q_{вj} = \frac{\Delta V_{вj}}{\Delta t_j} = \frac{V_{вj}^H - V_{вj}^K}{\Delta t_j}. \quad (9.7)$$

Значительно сложнее водохозяйственные расчеты для каскада ГЭС, где в балансе расходов необходимо учитывать наличие $\tau_{доб}$ (см. § 1.3). Последовательность расчета в каскаде при заданной отдаче по $Q_{н.6}$ или $z_{в.6}(V_{в})$ сверху — вниз. Учет $\tau_{доб}$ может осуществляться, например, сдвигом во времени графиков $Q_{н.6}(t)$ верхней ГЭС по отношению к рассматриваемой.

Реальные водохозяйственные расчеты при заданной отдаче по расходу или объемам воды намного сложнее описанных выше. Такая сложность определяется необходимостью учета множества условий и ограничений на режимы водохранилищ, что может привести к итерационной процедуре.

Водноэнергетические расчеты ГЭС. Эти расчеты основываются на математических моделях технологического процесса ГЭС, рассмотренных в предыдущих главах. Даже для детерминированной информации они характеризуются большой сложностью взаимосвязей переменных, их нелинейностью. Во многих случаях эти связи неявного вида; в ряде случаев поведение процессов описывается дифференциальными уравнениями 1-го и 2-го порядка. Поэтому дать общее решение для всех задач водноэнергетического расчета для ГЭС с водохранилищем невозможно, и здесь будут рассмотрены только наиболее типичные расчеты режимов гидроэлектростанций. Поскольку для СССР, особенно для европейской части страны, с напряженным водным балансом характерны низконапорные русловые ГЭС, им будет уделено особое внимание. Учет особенностей водноэнергетических расчетов этих ГЭС позволит более эффективно использовать ограниченные водные ресурсы указанно-го региона.

При непрерывном характере изменения всех энергетических и гидравлических параметров во времени отдача ГЭС по активной мощности $N_{гэс}(t)$ в любой момент времени t может быть рассчитана по следующим формулам:

$$N_{гэс}(t) = 9,81 \sum_{i=0}^{s-1} \eta_{ai}(t) Q_{ai}(t) H_{ai}(t), \quad (9.8)$$

где

$$\eta_{ai}(t) = \eta_a(Q_{ai}(t), H_{ai}(t)); \quad (9.9)$$

$$H_{ai}(t) \approx H_{гэс}(t) = z_{в.6}(t) - z_{н.6}(t) \quad (9.10)$$

при

$$z_{в.б}(t) = z_{в.б}(V_{сраб}(t), Q_{пр}(t), \bar{X}); \quad (9.11)$$

$$z_{н.б}(t) = z_{н.б}(Q_{н.б}(t), z_{в.бн}(t), \bar{Y}) \quad (9.12)$$

для

$$Q_{н.б}(t) = Q_{гэс}(t) + Q_{х.сбп}(t) = \sum_{i=0}^{z^0} \sum_{s=0}^{s^0} (Q_{ai}(t) + Q_{х.сбп}(t)) = Q_{пр}(t) + Q_{в}(t); \quad (9.13)$$

$$Q_{в}(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = V_{сраб}(t), \quad (9.14)$$

т. е. в общем виде

$$N_{гэс} = N_{гэс}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, z^0, s^0, Q_{пр}, \bar{X}, \bar{Y}, t), \quad (9.15)$$

где $\bar{X}$ и $\bar{Y}$ — векторы дополнительных переменных, от которых зависят уровни бьефов при неустановившемся движении воды.

Большинство связей в (9.15), на которые накладываются условия целочисленности работы агрегатов (оптимальное число z^0 и состав s^0), нелинейные, неявного вида. Реализация этого выражения в общем виде весьма затруднена. Исключением являются аналоговые ЭВМ, которые с учетом невысокой точности исходной информации могут использоваться в учебном процессе для реализации (9.15) в самом общем виде.

Влияние различных параметров на режимы ГЭС рассмотрим на наиболее распространенной водноэнергетической задаче.

Задача расчета параметров режима сработки водохранилища длительного регулирования $V_{сраб}(t)$ за период $T = t_k - t_0$ (один или более месяцев или декад) при известном начальном состоянии его $z_{в.б0} = z_{в.б}(V_{сраб}(t_0))$ и заданной отдаче ГЭС по активной мощности $N_{гэс}(t)$. Известны: напорные и энергетические характеристики станции: режим ГЭС — установившийся, т. е. $z_{в.б} = z_{в.б}(V_{в})$ и $z_{н.б} = z_{н.б}(Q_{н.б})$. Рассматриваемая ГЭС — русловая с одинаковыми агрегатами, где $\Delta H_{сус} = \Delta H_{вод} = 0$ и $H_{ai} = H_{гэс} = z_{в.б} - z_{н.б}$. Число и состав включенных агрегатов для любых режимов оптимальны, т. е. $\eta_{ai} = \eta_{гэс}$. Потери расхода в верхнем бьефе учтены в $Q_{пр}(t)$; график $N_{гэс}(t)$ соответствует допустимым режимам ГЭС по установленной мощности и $H_{гэс}$. Зависимости $N_{гэс}(t)$ и $Q_{пр}(t)$ заданы в виде кусочно-постоянной функции времени. Иными словами, период T разбит на ряд неравных интервалов Δt_i ($i = 1, 2, \dots, k$), в пределах которых значения $N_{гэс}$ и $Q_{пр}$ можно считать практически постоянными. Конечно, последнее замечание справедливо и для $\eta_{гэс}$. С учетом принятых допущений можно записать

$$N_{гэс}(t) = 9,81 \eta_{гэс}(t) Q_{гэс}(t) H_{гэс}(t), \quad (9.16)$$

где

$$Q_{гэс}(t) = z^0 Q_a(t) = z^0 Q_a \left(\frac{N_{гэс}(t)}{z^0} \right); \quad (9.17)$$

$$\eta_{гэс}(t) = \eta_a(Q_a(t), H_a(t)); \quad (9.18)$$

$$H_{гэс}(t) = z_{в.б}(V_{сраб}(t)) - z_{н.б}(Q_{н.б}(t)); \quad (9.19)$$

$$Q_{н.б}(t) = Q_{пр}(t) + Q_{в}(t) = Q_{гэс}(t), \quad (9.20)$$

т. е.

$$N_{гэс} = N_{гэс}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t). \quad (9.21)$$

Выражение (9.21) — нелинейное дифференциальное уравнение 1-го порядка по отношению к $V_{сраб}$. Величина $V_{сраб}$ неявно связана с $N_{гэс}$, и в общем виде найти искомую зависимость $V_{сраб}(t) = V_{сраб}(N_{гэс}(t))$ невозможно. Полное моделирование уравнений (9.16) — (9.20) можно получить только на аналоговой ЭВМ.

Перепишем (9.16) — (9.21) в следующем виде:

$$Q_{в}(t) = \frac{dV_{сраб}(t)}{dt} = \frac{N_{гэс}(t)}{9,81 \eta_{гэс}(t) H_{гэс}(t)} - Q_{пр}(t) \quad (9.22)$$

или после разделения переменных и интегрирования левой и правой части соответственно получаем

$$t - t_0 = \int_{t_0}^t dt = \int_{V_{сраб0}}^{V_{сраб}(t)} \left(\frac{N_{гэс}(t)}{9,81 \eta_{гэс}(t) H_{гэс}(t)} - Q_{пр}(t) \right)^{-1} dV_{сраб}. \quad (9.23)$$

С учетом сделанных предположений по $N_{гэс}$ и $Q_{гэс}$ вместо (9.23) получим для $t - t_0 = \Delta t_i$ и $V_{сраб0} = V_{срабiн}$

$$\Delta t_i = \int_{V_{срабiн}}^{V_{срабik}} \left(\frac{N_{гэсi}}{9,81 \eta_{гэсi} H_{гэс}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t)} - \bar{Q}_{прi} \right)^{-1} dV_{срабi}, \quad (9.24)$$

где $V_{срабiн}$ и $V_{срабik}$ — сработка водохранилища в начале и конце интервала Δt_i .

Даже при подобной записи уравнения его решение в общем виде невозможно из-за сложной связи $H_{гэс}$ с $V_{сраб}$, ибо $H_{гэс} = H_{гэс}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t)$. Введем в связи с этим еще одно допущение, которое позволяет упростить (9.25) и найти искомую величину $V_{срабik}$ для интервала Δt_i .

Примем сработку водохранилища равномерной в течение Δt_i

$$\bar{Q}_{вi} = \frac{V_{срабiн} - V_{срабik}}{\Delta t_i} = \text{const.} \quad (9.25)$$

Это означает и постоянство $\bar{Q}_{н.бi}$

$$\bar{Q}_{гэсi} = \bar{Q}_{н.бi} = \bar{Q}_{прi} + \bar{Q}_{вi} = \text{const.} \quad (9.26)$$

Из условия (9.26) следует, что при $N_{гэсi} = \text{const}$ и $\eta_{гэсi} = \text{const}$ должен быть постоянным и средний напор в выражении

(9.24). Указанный напор $\bar{H}_i$ с учетом сделанных допущений будет зависеть только от одной переменной $V_{сраб\ i\ к}$. Расчет $\bar{H}_i$ можно вести по формулам (7.15) или (7.16) для линейного или параболического характера зависимости $h_{сраб}(V_{сраб})$.

Учитывая сказанное, вместо (9.24) можно записать

$$\Delta t_i = \int_{V_{сраб\ i\ н}}^{V_{сраб\ i\ к}} \left(\frac{N_{гэс\ i}}{9,81\eta_{гэс}\bar{H}_{гэс}(V_{сраб\ i\ к})} - Q_{пр\ i} \right)^{-1} dV_{сраб\ i} = \int_{V_{сраб\ i\ н}}^{V_{сраб\ i\ к}} F(V_{сраб\ i\ к}) dV_{сраб\ i}, \quad (9.27)$$

где

$$F(V_{сраб\ i\ к}) = \left(\frac{N_{гэс\ i}}{9,81\eta_{гэс}\bar{H}_{гэс}(V_{сраб\ i\ к})} - Q_{пр\ i} \right)^{-1} = (Q_{гэс\ i}(\Delta t_i, V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i}, \eta_{гэс\ i}) - Q_{пр\ i})^{-1} = (Q_{в\ i}(\Delta t_i, V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i}, \eta_{гэс\ i}, Q_{пр\ i})^{-1}. \quad (9.28)$$

Таким образом, для поиска $V_{сраб\ i\ к}$ необходимо иметь зависимости $Q_{в\ i}$ от Δt_i , $V_{сраб\ i\ к}$, $N_{гэс}$, $\eta_{гэс\ i}$, $Q_{пр\ i}$. Эти многомерные зависимости с учетом принятых допущений можно представить в виде одномерной зависимости $Q_{в}(V_{сраб\ i\ к})$ или $Q_{в}(z_{в.б})$ при $\Delta t_i = \text{const}$, $N_{гэс\ i} = \text{const}$, $Q_{пр\ i} = \text{const}$ и $\eta_{гэс\ i} = \text{const}$, соответствующих каждому i -му интервалу времени.

Процесс поиска решения поясним в графоаналитическом виде. Для этого построим вспомогательные зависимости $N_{гэс\ i} = N_{гэс\ i}(Q_{гэс}) = k_N Q_{гэс} \bar{H}_{гэс\ i}$ при условии, что $\bar{H}_{гэс\ i} = \text{const}$ (рис. 9.1).

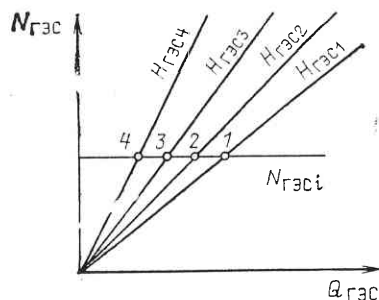


Рис. 9.1. Зависимости $N_{гэс}$ ($Q_{гэс}$) при $k_N = \text{const}$ и $H_{гэс} = \text{const}$

Рис. 9.2. Общий вид основного расчетного поля планшетки Мاستицкого

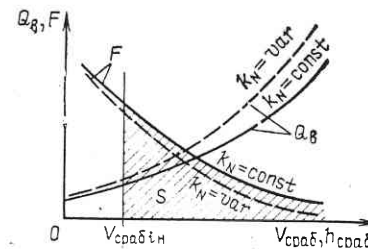
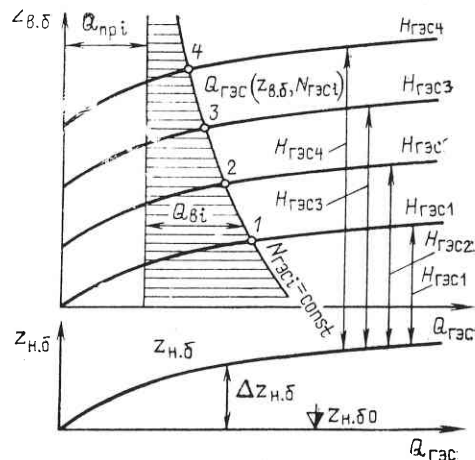


Рис. 9.3. Вспомогательные зависимости $Q_{в}(V_{сраб})$ и $F(V_{сраб})$

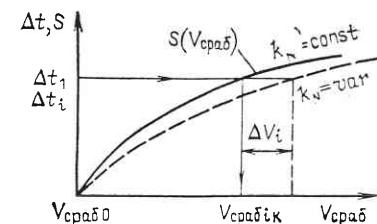


Рис. 9.4. Определение $V_{сраб\ i\ к}$ с помощью кривой $S(V_{сраб})$

В координатах $z_{в.б}$, $Q_{гэс}$ проведем изолинии постоянных напоров $H_{гэс\ i} = \text{const}$, т. е. построим кривые, эквидистантные $z_{в.б}(Q_{гэс})$ при разных значениях $H_{гэс}$ (рис. 9.2).

На рис. 9.1 проводим линию, соответствующую $N_{гэс\ i} = \text{const}$, полученные координаты точек пересечения ее изолиниями $H = \text{const}$ перенесем на рис. 9.2 (точки 1, 2, 3, 4). Соединив указанные точки на рис. 9.2 непрерывной кривой, получим зависимость $N_{гэс\ i} = \text{const}$ в координатах $z_{в.б}$, $Q_{гэс}$ или $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс})$. Проведем на том же рисунке прямую линию, соответствующую $Q_{пр\ i} = \text{const}$. Тогда разность ординат кривой $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс})$ и линии $Q_{пр\ i} = \text{const}$ определит зависимость $Q_{в}(z_{в.б}, N_{гэс}, Q_{пр})$. Нанесем полученную зависимость на рис. 9.3 в зону, где $V_{сраб} \geq V_{сраб\ i\ н}$, и вычислим на основе (9.28) обратную ей функцию $F(V_{сраб}) = F(z_{в.б}, N_{гэс}, Q_{пр})$.

Для заданного значения $V_{сраб\ i\ н}$ на рис. 9.3 определим площадь фигуры S для произвольных значений сработки водохранилища в i -м интервале, т. е. построим зависимость $S(V_{сраб\ i\ к})$ (рис. 9.4). Очевидно, что если $F(V_{сраб})$ выпукла и близка по своему виду к гиперболической зависимости, то $S(V_{сраб})$ — вогнутая кривая. Размерность S соответствует Δt_i . Это означает, что искомое значение $V_{сраб\ i\ к}$ можно найти, проведя на рис. 9.4 горизонтальную линию $\Delta t_i = \text{const}$ до пересечения с кривой $S(V_{сраб})$.

Аналогичным образом можно найти решение поставленной задачи для всех расчетных интервалов периода T . Очевидно, что для этого необходимо построить на рис. 9.2 изолинии всех заданных значений $N_{гэс\ i} = \text{const}$ $i = 1, 2, \dots, k$. Полученная серия кривых $N_{гэс\ i} = \text{const}$ в координатах $z_{в.б}$, $Q_{гэс}$ получила название планшетки Мастицкого (рис. 9.5), которая наглядно позволяет выявить зависимости основных режимных параметров в вод-

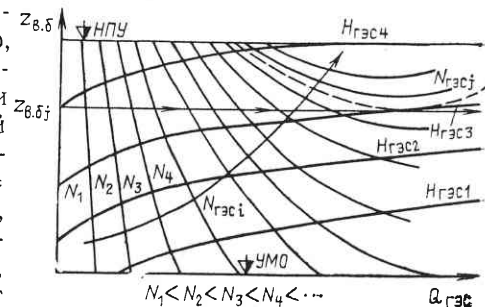


Рис. 9.5. Общий вид планшетки Мастицкого

водноэнергетических расчетах и является частным случаем зависимостей, представленных на рис. 2.1, б. Отличим рис. 2.1, б от рис. 9.5 введением кривых $H_{гэс} = \text{const}$ и замена $N_{гэс}^{\text{под}}$ на $N_{гэс}$. Планшетка может быть использована как для точного, так и для приближенного решения поставленной задачи. В последнем случае возможна и численная реализация водноэнергетических расчетов.

Заметим, что поскольку в основе численных и графоаналитических методов водноэнергетических расчетов лежит одна и та же аналитическая зависимость, планшетка Мостицкого приобретает особое значение для использования ее в учебных целях при изучении особенностей взаимосвязи водноэнергетических параметров режимов ГЭС.

Действительно, интеграл правой части (9.27) можно вычислить с достаточно высокой степенью точности по следующей формуле:

$$\Delta t_i = \int_{V_{сраб\ i\ н}}^{V_{сраб\ i\ к}} \frac{dV_{сраб}}{Q_{гэс}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i}) - \bar{Q}_{при}} \cong \frac{V_{сраб\ i\ к} - V_{сраб\ i\ н}}{\bar{Q}_{гэс\ i} - \bar{Q}_{при}}, \quad (9.29)$$

где $\bar{Q}_{гэс\ i}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i})$ вычисляется с учетом предположения о линейном характере изменения $Q_{гэс}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i})$ по формуле

$$\bar{Q}_{гэс\ i}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i}) = \bar{Q}_{гэс\ i}(z_{в.б\ i\ к}, N_{гэс\ i}) = 0,5 [Q_{гэс\ i\ н}(V_{сраб\ i\ н}, N_{гэс\ i}) + Q_{гэс\ i\ к}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i})]. \quad (9.30)$$

Подставив (9.30) в (9.29), получим, что искомое значение $V_{сраб\ i\ к}$ должно обеспечить решение следующего неявного алгебраического уравнения с двумя неизвестными $Q_{гэс\ i\ к}$ и $V_{сраб\ i\ к}$:

$$0,5 [Q_{гэс\ i\ н}(V_{сраб\ i\ н}, N_{гэс\ i}) + Q_{гэс\ i\ к}(V_{сраб\ i\ к}, N_{гэс\ i})] = \bar{Q}_{при} + \frac{V_{сраб\ i\ к} - V_{сраб\ i\ н}}{\Delta t_i} = \bar{Q}_{при} + \bar{Q}_{в\ i}. \quad (9.31)$$

Уравнение (9.31) соответствует обычному балансу расходов в створе и может быть реализовано как графоаналитическим, так и численным путем. По первому способу расчеты ведутся по планшетке Мостицкого. Предварительно строится зависимость $\bar{Q}_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс})$ по уравнению (9.30) (рис. 9.6, а). Затем к $\bar{Q}_{при}$ добавляется участок расходной характеристики водохранилища, соответствующий условию $V_{сраб\ i\ к} > V_{сраб\ i\ н}$. Пересечение кривых $\bar{Q}_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс\ i})$ и $Q_{в}(z_{в.б})$ в точке а обеспечит получение искомой сработки водохранилища (рис. 9.6, б).

Для наполнения

$$\bar{Q}_{гэс}(V_{сраб}, N_{гэс}) = \bar{Q}_{при} - \bar{Q}_{в}(V_{сраб}). \quad (9.32)$$

Реализация (9.32) показана на рис. 9.6, б.

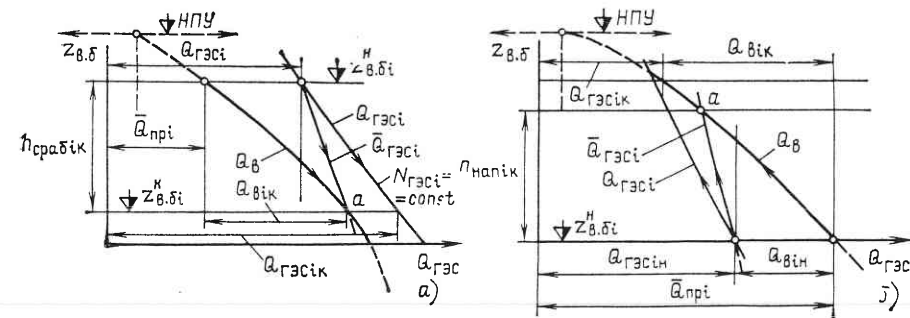


Рис. 9.6. Расчет сработки (а) и наполнения (б) водохранилища по планшетке Мостицкого

Погрешность решения (9.31) и (9.32) тем меньше, чем ближе к линейному виду кривые $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс})$, что соответствует высоко- и средненапорным ГЭС. Для низконапорных ГЭС длительного регулирования указанные зависимости могут значительно отличаться от линейных. В подобных случаях следует разбить интервал Δt_i на более мелкие и для каждого из них провести водноэнергетические расчеты для $N_{гэс\ i} = \text{const}$, $\bar{Q}_{при} = \text{const}$ и $\eta_{гэс\ i} = \text{const}$. Конечно, при этом несколько изменится зависимость $Q_{в}(z_{в.б})$ за счет уменьшения расчетного интервала.

В качестве иллюстрации на рис. 9.7 показан расчет сработки водохранилища для криволинейной зависимости $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс\ i})$ при условии, что $\Delta t_i = 3\Delta t_{i1}$, хотя в общем случае возможно, что $\Delta t_{i1} \neq \Delta t_{i2}$. Из рис. 9.7 следует, что учет нелинейного характера $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс\ i})$ ведет к заниженным отметкам $z_{в.б}$ и, следовательно, к уменьшению напоров на ГЭС (см. точки а и б на рис. 9.7).

Планшетка Мостицкого позволяет наглядно представить себе процесс решения различных водноэнергетических задач, например учет ограничений по пропускной способности агрегатов ГЭС, переменного КПД (рис. 9.3) и числа включенных агрегатов, в том числе и с разными характеристиками, задачи расчета режима водохранилища и ГЭС при заданных графиках $Q_{в}(t)$, $Q_{гэс}(t)$, $z_{в.б}(t)$ и т. д. Здесь же можно находить предельные мощности створа для

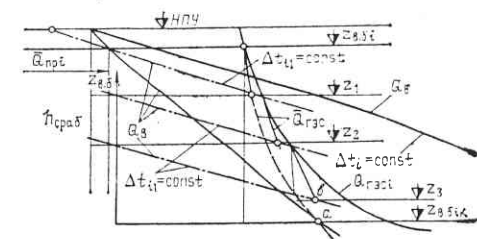


Рис. 9.7. Расчет сработки водохранилища для криволинейной зависимости $Q_{гэс}(z_{в.б}, N_{гэс\ i})$

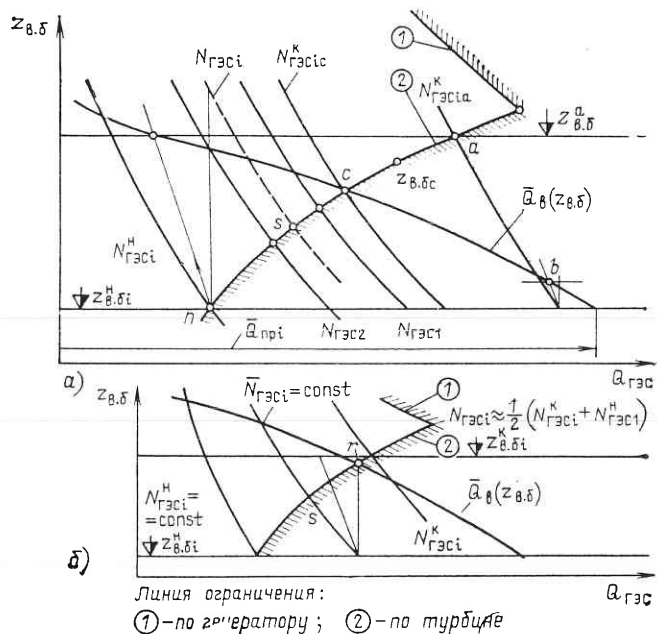


Рис. 9.8. Расчет режима наполнения водохранилища при работе ГЭС с предельно возможными мощностями

заданных значений $V_{сраб}$, $Q_{пр}$ и КПД (см. пунктирную линию на рис. 9.5).

На планшетке Мостицкого принципиально возможно учесть и $Q_{х.сбр}$. Однако при этом необходимо ее полное перестроение с учетом того, что $z_{в.б}$ и $N_{гэс}$ будут определяться не $Q_{гэс}$, а $Q_{в.б}$, равным сумме $Q_{гэс}$ и $Q_{х.сбр}$.

Наглядно на планшетке Мостицкого могут быть представлены результаты водноэнергетических расчетов с учетом ограничений по мощности.

Рассмотрим следующий случай. Пусть для заданных значений предельной мощности ГЭС (рис. 9.8) для интервала Δt_i (декада, месяц и более) требуется определить режим наполнения водохранилища, при работе станции с максимально возможной мощностью. Заданы $z_{в.б.i}^H$ и $Q_{пр.i} \gg Q_{гэс}^{\max}$ и все допущения, принятые в основной задаче.

На рис. 9.8, а видно, что если осуществлять режим ГЭС с мощностью $N_{гэс.i}^H$ (точка n), то к концу интервала Δt_i конечная отметка водохранилища будет соответствовать $z_{в.б.a}$. Однако при $z_{в.б.a}$ предельное значение мощности ГЭС будет больше $N_{гэс.i}^H$ и равно $N_{гэс.i.a}^K$ (рис. 9.8, а).

Следовательно, в ходе решения задачи необходима коррекция изменения предельных мощностей ГЭС в зависимости от уровня

$z_{в.б}$. Решение на аналоговой ЭВМ осуществляется путем задания характеристик $N_{гэс.i}^{\max} = N_{гэс}^{\max}(z_{в.б})$ и реализации их во времени в соответствии с уравнением

$$|N_{гэс}(t) - N_{гэс}^{\max}(z_{в.б}(t))| = \frac{1}{\mu} \frac{dQ_{в.б}}{dt}, \quad (9.33)$$

где $\mu = \text{const}$.

Реализация поставленной задачи численными методами осуществляется итерационным путем. Для этого следует воспользоваться методом дихотомии, т. е. сначала задаться $N_{гэс.i} = 0,5(N_{гэс.i}^H + N_{гэс.i}^K)$. Допустим, что в этом случае конечная отметка верхнего бьефа на второй итерации соответствует $z_{в.б.c}$ (точка c на рис. 9.8, а) при $N_{гэс.i.c}^K < N_{гэс.i.a}^K$. Окончательное же решение задачи $N_{гэс.i}$ на рис. 9.8, а соответствует изолинии мощности, проходящей через точку s , и лежит в промежутке между изолиниями $N_{гэс.i} = \text{const}$ и $N_{гэс.i} = \text{const}$. Решению задачи соответствует следующее условие для двух смежных итераций:

$$\left| \frac{N_{гэс.i,j} - N_{гэс.i,j-1}}{N_{гэс.i,j}} \right| \leq \varepsilon_N,$$

где ε_N — точность расчетов.

Для ускорения расчетов в качестве начального значения $N_{гэс.a}$ можно брать его значение в точке r — пересечении линии 2 и кривой $Q_{в.б}(z_{в.б}, \Delta t)$ или немного выше. Объясняется это вогнутым характером линии ограничения по турбинам ГЭС (см. рис. 9.8, б).

Решением задачи будет значение $z_{в.б.i}^K$, соответствующее работе ГЭС с мощностью $N_{гэс.i}$, показанной на рис. 9.8, б, для которой выполняется указанное выше условие точности.

Все сказанное соответствует условию работы ГЭС для зоны существования линии ограничения по турбинам (кривая 2 на рис. 9.8, б) и линейности ее. Если кривая ограничения по турбинам существенно нелинейна, то для повышения точности расчетов следует уменьшить расчетный интервал Δt_i и вновь провести описанные выше расчеты. На рис. 9.9 показан ход расчета режима наполнения водохранилища для Δt_i и $\Delta t_i^{(1)} = \frac{1}{3} \Delta t_i$.

Неучет нелинейности кривой 2 (рис. 9.9, а) ведет к завышению действительной отметки $z_{в.б.i}^K = z_{в.б.i}^{K3}$ и уменьшению $N_{гэс.i}$.

Еще более усложняются расчеты наполнения водохранилища, учитывающие ограничения по турбинам и генераторам одновременно (рис. 9.9, б). В этом случае следует сначала итерационным путем решить задачу для зоны существования кривой 2 (зона I); затем провести расчет режима наполнения водохранилища до НПУ в зоне II с $\Delta t_{i2} = \Delta t_i - \Delta t_{i1}$ и $N_{гэс} = N_{гэс}^{\text{уст}}$. При этом возможно возникновение ситуации, когда наполнение водохранилища произойдет за время несколько меньшее, чем Δt_{i2} , т. е. при $(\Delta t_{i2} +$

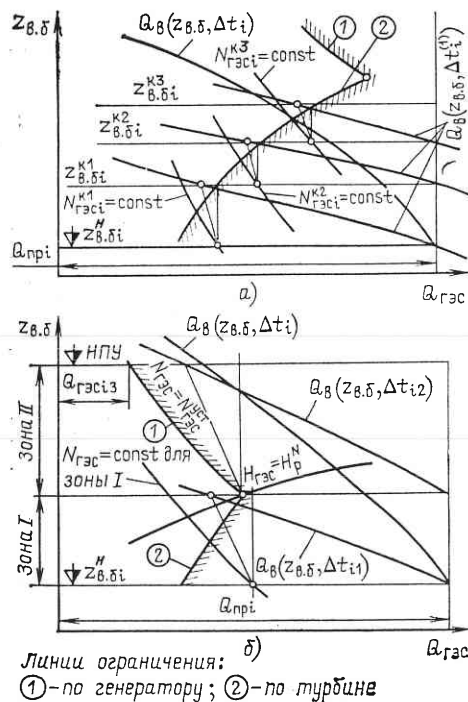


Рис. 9.9. Расчет режима наполнения водохранилища при работе ГЭС по предельно возможным мощностям и существенно нелинейной линии ограничения

$+\Delta t_{i1}) < \Delta t_i$. Тогда в течение $\Delta t_{i3} = \Delta t_i - (\Delta t_{i1} + \Delta t_{i2})$ ГЭС будет работать с $N_{ГЭС} = N_{ГЭС}^{уст}$ при $Q_{ГЭС i3} = \text{const}$ и $Q_{х.сб.р. i} \neq 0$. При этом за счет холостых сбросов $Q_{ГЭС i3}$ будет несколько больше, чем показанное на рис. 9.9, б, что объясняется снижением напора ГЭС.

Если кривые 1 и 2 существенно нелинейны, то интервалы Δt_{i1} и Δt_{i2} следует разбить на более мелкие и провести расчет методом, описанным выше (рис. 9.9, а).

Конечно, массовые расчеты режимов ГЭС с водохранилищем всегда ведутся численными методами с использованием

ем ЭВМ. Однако следует учитывать, что используемые уравнения пригодны только для линейных участков кривых $Q_{ГЭС}(z_{в.б.}, N_{ГЭС})$.

На рис. 9.10 показан алгоритм расчета режима водохранилища при заданном графике $N_{ГЭС}(t)$. Решение задачи для каждого интервала Δt_i находится итерационным путем для заданной точности ϵ_N , т. е. искомое значение $V_{сраб. i k}$ должно обеспечить такое $N_{ГЭС}^p$, чтобы

$$\left| \frac{N_{ГЭС i} - N_{ГЭС i}^p}{N_{ГЭС i}} \right| \leq \epsilon_N. \quad (9.34)$$

Табличная форма реализации рассмотренного на рис. 9.10 алгоритма представлена в табл. 9.1.

Все изложенное относилось к случаю, когда $N_{ГЭС i} = \text{const}$ в интервале времени Δt_i . Для решения задачи, аналогичной рассмотренной, при условии, когда задана выработка ГЭС за интервал Δt_i , т. е. $\bar{N}_{ГЭС i}$ или $\bar{Q}_{ГЭС i}$, необходимо использование методов вариационного исчисления (см. гл. 8 и 11). При этом решения, полученные методами дифференциального и вариационного исчисления, могут отличаться друг от друга, особенно в расчетах русловых низконапорных ГЭС.

Значительно проще расчеты одиночной ГЭС с водохранилищем при заданных режимах отдачи по $Q_{в.б.}(t)$, $Q_{н.б.}(t)$, $z_{в.б.}(t)$ или $V_{сраб.}(t)$. Они основаны на реализации (9.31) или (9.32), в кото-

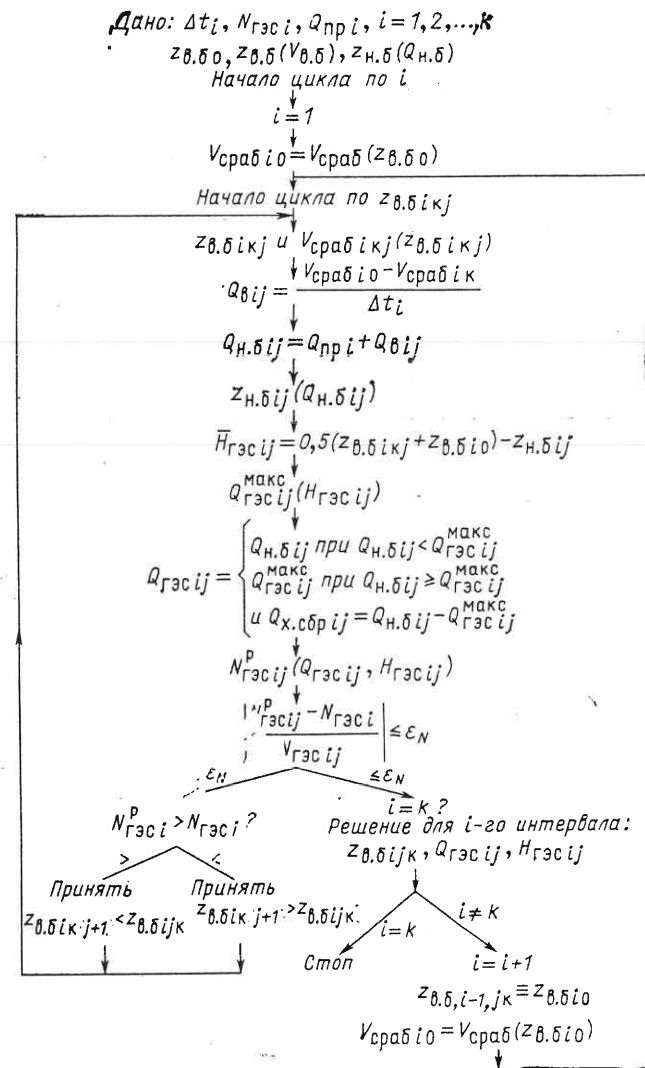


Рис. 9.10. Алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике $N_{ГЭС}(t)$

рых имеется только одно неизвестное — либо $Q_{ГЭС i k}$, либо $V_{сраб. i k}$. Вследствие этого расчеты в большинстве случаев осуществляются без итерационного процесса на основе использования тех же операторов, которые показаны на рис. 9.10. В качестве иллюстрации на рис. 9.11 показан алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике отдачи по $Q_{н.б.}(t)$.

Для заданного графика $z_{в.б.}(t)$ в структурную схему рис. 9.11 дополнительно включаются операторы, в которых рассчиты-

Т а б л и ц а 9.1. Расчет водноэнергетического режима ГЭС в водохранилищем

Интервал	$\Delta t_i, \text{с}$	$N_{ГЭС i}, \text{МВт}$	$\bar{Q}_{пр i}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{в. б i 0}, \text{м}$	$z_{в. б i к}, \text{м}$	$V_{сраб i 0}, \text{м}^3$	$V_{срав i к}, \text{м}^3$	$\Delta V_{срав i}, \text{м}^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9=7-8
1	Δt_1	$N_{ГЭС 1}$	$\bar{Q}_{пр 1}$	$z_{в. б 10}$	$z_{в. б 1 к}$	$V_{сраб 10}$	$V_{срав 1 к}$	$\Delta V_{срав 1}$
2	Δt_2	$N_{ГЭС 2}$	$\bar{Q}_{пр 2}$	$z_{в. б 20}$	$z_{в. б 2 к}$	$V_{сраб 20}$	$V_{срав 2 к}$	$\Delta V_{срав 2}$
.								
n	Δt_n	$N_{ГЭС n}$	$\bar{Q}_{пр n}$	$z_{в. б n0}$	$z_{в. б n к}$	$V_{срав n 0}$	$V_{срав n к}$	$\Delta V_{срав n}$

Дано: $\Delta t_i, Q_{н.б i}, Q_{пр i}, i=1,2,\dots,k$

$z_{в.б}(V_{0.5}), z_{н.б}(Q_{н.б}), z_{в.б0}$

Начало цикла по i

i=1

$V_{сраб i 0} = V_{сраб}(z_{в.б0})$

$Q_{в i} = Q_{н.б i} - Q_{пр i}$

$V_{сраб i к} = V_{сраб i 0} + \Delta t_i \cdot Q_{в i}$

$z_{в.б i к}(V_{сраб i к})$

$z_{н.б i}(Q_{н.б i})$

$\bar{H}_{ГЭС i} = 0,5(z_{в.б i 0} + z_{в.б i к}) - z_{н.б i}$

$Q_{ГЭС i}^{\text{макс}}(\bar{H}_{ГЭС i})$

$Q_{ГЭС i} = \begin{cases} Q_{н.б i} \text{ при } Q_{н.б i} < Q_{ГЭС i}^{\text{макс}} \\ Q_{ГЭС i}^{\text{макс}} \text{ при } Q_{н.б i} \geq Q_{ГЭС i}^{\text{макс}} \\ \text{и } Q_{х.сбр i} = Q_{н.б i} - Q_{ГЭС i}^{\text{макс}} \end{cases}$

$N_{ГЭС i}(Q_{ГЭС i}, \bar{H}_{ГЭС i})$

i=k?
i≠k → i=i+1
i=k → Стоп

$z_{в.б, i-1, к} = z_{в.б i 0}$

$V_{сраб i 0} = V_{сраб}(z_{в.б i 0})$

Рис. 9.11. Алгоритм расчета режима сработки-наполнения водохранилища русловой ГЭС при заданном графике отдачи по $Q_{н.б}(t)$

вается $V_{в.б}(t)$, $Q_{в}(t)$ и $Q_{н.б}(t)$. Расчет напора, расхода и мощности ГЭС происходит в той же последовательности.

Снижение напора при сработке водохранилища приводит, как правило, к уменьшению КПД ГЭС и как следствие — к увеличению глубины сработки в заданном интервале Δt_i при известных значениях $N_{ГЭС i}$ и $\bar{Q}_{пр i}$ по сравнению со случаем постоянного КПД (см. рис. 9.3 и 9.4).

Для приплотинных и деривационных ГЭС в расчеты следует вводить потери напора в деривации и водопроводящих сооружениях. При учете переменного КПД ГЭС это может привести к появлению дополнительных итераций в расчетах по напору.

$\bar{Q}_{в i}, \text{м}^3/\text{с}$	$\bar{Q}_{н. б i}, \text{м}^3/\text{с}$	$\bar{z}_{н. б i}, \text{м}$	$\bar{z}_{в. б i}, \text{м}$	$\bar{H}_{ГЭС i}, \text{м}$	$\bar{Q}_{ГЭС i}^{\text{макс}}, \text{м}^3/\text{с}$	$\bar{Q}_{х. сбр i}, \text{м}^3/\text{с}$	$\bar{Q}_{ГЭС i}, \text{м}^3/\text{с}$	$N_{ГЭС i}^p, \text{МВт}$
10= $\frac{9}{2}$	11=10+5	12	13	14	15	16	17	18
$\bar{Q}_{в 1}$	$\bar{Q}_{н. б 1}$	$\bar{z}_{н. б 1}$	$\bar{z}_{в. б 1}$	$\bar{H}_{ГЭС 1}$	$\bar{Q}_{ГЭС 1}^{\text{макс}}$	0	$\bar{Q}_{н. б 1}$	$N_{ГЭС 1}$
$\bar{Q}_{в 2}$	$\bar{Q}_{н. б 2}$	$\bar{z}_{н. б 2}$	$\bar{z}_{в. б 2}$	$\bar{H}_{ГЭС 2}$	$\bar{Q}_{ГЭС 2}^{\text{макс}}$	$\bar{Q}_{х. сбр 2}$	$\bar{Q}_{н. б 2}$	$N_{ГЭС 2}$
.								
$\bar{Q}_{в n}$	$\bar{Q}_{н. б n}$	$\bar{z}_{н. б n}$	$\bar{z}_{в. б n}$	$\bar{H}_{ГЭС n}$	$\bar{Q}_{ГЭС n}^{\text{макс}}$	0	$\bar{Q}_{н. б n}$	$N_{ГЭС n}$

Наличие каскада не изменит последовательность расчетов для отдельной ГЭС. Однако взаимовлияние режимов ГЭС в каскаде потребует итерационной процедуры в самих расчетах. При этом для заданного графика отдачи каждой ГЭС по мощности следует вести расчет с верхней ступени каскада, задаваясь некоторым приближенным режимом последующих станций, уточняемым в процессе итерационной процедуры.

В разомкнутом каскаде решение может быть найдено без итерационного процесса. В сомкнутом каскаде потребуется несколько итераций для учета взаимовлияния ГЭС друг на друга по напору и расходу.

Если заданы режимы $Q_{в i}(t)$, $z_{в.б i}(t)$ или $V_{сраб i}(t)$, то расчет следует вести сверху вниз по каскаду. Для заданных графиков $Q_{н.б i}(t)$ расчет надо вести с нижней ГЭС каскада.

Дополнительные трудности вычислительного характера вносит учет времени добега $\tau_{доб}$ между створами. Учет потерь воды из водохранилища потребует еще одной итерационной процедуры (по расходу).

Отметим необходимость использования в расчетах для разного интервала Δt соответствующих математических моделей бьефов и водопроводящих сооружений (см. гл. 10 и 11). Например, в длительном регулировании при Δt , равном декаде (месяцу), допустимо пользоваться зависимостями $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$ от $V_{в}$ и $Q_{н.б}$ соответственно. В расчетах краткосрочных и среднесрочных режимов необходимо учитывать неустановившееся движение воды в бьефах ГЭС, т. е. определение $z_{в.б}$ и $z_{н.б}$ можно вести по соответствующим математическим моделям. Учет неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС ведет к появлению дополнительных итерационных расчетов по напору.

Особое значение выбор корректной модели бьефов приобретает в расчетах краткосрочных режимов малых ГЭС с их практически «безынерционными» показателями во времени.

При наличии существенных потерь воды из водохранилища, зависящих от его режима, в блок-схеме рис. 9.11 появится необходимость реализации итерационного процесса при расчете $Q_B(t)$. Для случая, рассмотренного на рис. 9.10, и при задании графика $z_{в.б}(t)$ учет этих потерь сведется к появлению лишь дополнительных зависимостей.

Учет холостых сбросов на ГАЭС приведет к появлению итерационных расчетов, с одной стороны, и дополнительных задач — с другой, в частности задачи поиска числа и степени открытия водосливных отверстий, для пропуска холостых сбросов. Эта задача должна решаться с учетом дополнительных факторов, в том числе скорости маневрирования затворами водосливов.

9.3. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ВОДОХРАНИЛИЩ ДРУГИХ ТИПОВ ГЭУ

Расчеты режимов ГАЭС. Задача расчета уровенного режима бьефов ГАЭС несовмещенного вида для периода заряда и разряда $z_{в.б}(t)$ и $z_{п.б}(t)$, а также основных показателей этих режимов $Q_{ГАЭС}(t)$, $H_{ГАЭС}(t)$, $H_a(t)$ для заданного графика работы станции по активной мощности $N_{ГАЭС}(t)$. Заданы характеристики бьефов $z_{в.б}(V_{в.б})$ и $z_{п.б}(V_{п.б})$; КПД заряда (насосный режим) и разряда (турбинный режим), а также потери напора в водоводах $h_{вод}$ приняты постоянными.

Математическая модель задачи представляется следующим образом. Для заданных графиков $N_{ГАЭС}^T(t)$ и $N_{ГАЭС}^H(t)$ на интервале времени $T=t_k-t_0$ при известном состоянии бьефов в момент t_0 , т. е. $z_{в.б0}$, $z_{п.б0}$, при условии, что $h_{вод}=\text{const}$, $k_N^H=\text{const}$, $k_N^T=\text{const}$, требуется найти $z_{в.б}(t)$ и $z_{п.б}(t)$, а также $Q_{ГАЭС}(t)$, $H_{ГАЭС}(t)$, $H_a(t)$.

Расчет ведется при следующих дополнительных допущениях: режим ГАЭС установившийся, т. е. графики $z_{в.б}(t)$ и $z_{п.б}(t)$ однозначно соответствуют $V_{в.б}(t)$ и $V_{п.б}(t)$; потери расхода в бьефах отсутствуют; заданные графики работы ГАЭС по мощности допустимы; расчет проводится для ГАЭС с блочной гидравлической схемой с обратимыми одинаковыми агрегатами, т. е. $\eta_a=\eta_{ГАЭС}$, $H_{ai}=H_{aj}$.

Основные расчетные соотношения для заряда (насосный режим):

$$N_{ГАЭС}^H(t) = \frac{Q_{ГАЭС}^H(t) H_a^H(t)}{102 \eta_H(t)} = k_N^H Q_{ГАЭС}^H(t) H_a^H(t), \quad (9.35)$$

где

$$Q_{ГАЭС}^H(t) = Q_B(t) = \frac{dV_{в.б}(t)}{dt} < 0; \quad (9.36)$$

$$H_a^H(t) = z_{в.б}(t) - z_{п.б}(t) + h_{вод} \quad (9.37)$$

при

$$z_{в.б}(t) = z_{в.б}(V_{в.б}(t)); \quad z_{п.б}(t) = z_{п.б}(V_{п.б}(t)); \quad (9.38)$$

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б0}(z_{в.б0}) + \int_{t_0}^t Q_B(t) dt; \quad (9.39)$$

$$V_{п.б}(t) = V_{п.б0}(z_{п.б0}) - \int_{t_0}^t Q_B(t) dt. \quad (9.40)$$

Соответственно для разряда (турбинный режим)

$$N_{ГАЭС}^T(t) = \frac{Q_{ГАЭС}^T(t) H_a^T(t) \eta^T(t)}{102} = k_N^T Q_{ГАЭС}^T(t) H_a^T(t), \quad (9.41)$$

где

$$Q_{ГАЭС}^T(t) = Q_B(t) = \frac{dV_{в.б}(t)}{dt} > 0; \quad (9.42)$$

$$H_a^T(t) = z_{в.б}(t) - z_{п.б}(t) - h_{вод} \quad (9.43)$$

при

$$V_{в.б}(t) = V_{в.б0}(z_{в.б0}) - \int_{t_0}^t Q_B(t) dt; \quad (9.44)$$

$$V_{п.б}(t) = V_{п.б0}(z_{п.б0}) + \int_{t_0}^t Q_B(t) dt. \quad (9.45)$$

С учетом баланса расходов на ГАЭС несовмещенного вида получаем, что $|\Delta V_{в.б}| = |-\Delta V_{п.б}|$, т. е. объем $V_{в.б}$ однозначно связан с $V_{п.б}$ для заданных значений $V_{в.б0}$ и $V_{п.б0}$.

Подставим (9.36) — (9.40) в (9.35); (9.42) — (9.45) и (9.38) — в (9.41). Получим

$$N_{ГАЭС}^H(t) = k_N^H \frac{dV_{в.б}(t)}{dt} (z_{в.б}(V_{в.б}(t)) - z_{п.б}(V_{п.б}(t)) + h_{вод}); \quad (9.46)$$

$$N_{ГАЭС}^T(t) = k_N^T \frac{dV_{в.б}(t)}{dt} (z_{в.б}(V_{в.б}(t)) - z_{п.б}(V_{п.б}(t)) - h_{вод}). \quad (9.47)$$

Полученные уравнения относятся к классу нелинейных дифференциальных уравнений 1-го порядка по отношению к искомому переменным. Решение этих уравнений в общем виде, т. е. в виде аналитической зависимости $V_{в.б}$ от $N_{ГАЭС}$ и t , невозможно. Только в некоторых частных случаях связь $V_{в.б}$ с $N_{ГАЭС}$ и t можно

найти и в аналитическом виде, например для $N_{\text{ГАЭС}} = \text{const}$ и известных аналитических зависимостях $z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}})$ и $z_{\text{н.б}}(V_{\text{н.б}})$. В частности, это относится к ГАЭС несовмещенного вида, имеющим искусственные водохранилища, с характеристиками, близкими к зависимостям $h_{\text{сраб}} = AV_{\text{сраб}}^2$.

Для поиска метода решения задачи в общем случае приведем (9.46) и (9.47) к виду

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(t) = \int_{t_0}^t N_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(t) dt = k_N^{\text{н}} \int_{V_{\text{в.б}0}}^{V_{\text{в.б}}} H_{\text{а}}^{\text{н}}(V_{\text{в.б}}) dV_{\text{в.б}}; \quad (9.48)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(t) = \int_{t_0}^t N_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(t) dt = k_N^{\text{т}} \int_{V_{\text{в.б}0}}^{V_{\text{в.б}}} H_{\text{а}}^{\text{т}}(V_{\text{в.б}}) dV_{\text{в.б}}. \quad (9.49)$$

Из (9.48) и (9.49) следует, что $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}$ зависят только от одного параметра — используемого объема водохранилищ ГАЭС в насосном и турбинном режимах, т. е. $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{в.б}})$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{в.б}})$, или с учетом однозначной связи $V_{\text{н.б}}$ и $V_{\text{в.б}}$ — $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{н.б}})$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{н.б}})$. Эти зависимости отличаются от энергетических характеристик водохранилища на размер КПД ГАЭС в турбинном и насосном режимах.

Наличие подобных характеристик значительно упрощает решение поставленной задачи. Действительно, заданному графику $N_{\text{ГАЭС}}(t)$ можно поставить в соответствие зависимость $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}(t)$ и далее по энергетическим характеристикам $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}} = \mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{в.б}})$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}(V_{\text{н.б}})$ для насосного и турбинного режимов нетрудно рассчитать уровенный режим ГАЭС и связанные с ним его энергетические показатели, т. е. $z_{\text{в.б}}(t)$, $z_{\text{н.б}}(t)$, $Q_{\text{ГАЭС}}(t)$, $H_{\text{ГАЭС}}(t)$ и $H_{\text{а}}(t)$.

В общем виде зависимости $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{в.б}})$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{в.б}})$, а также $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{н.б}})$ и $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{н.б}})$ могут быть построены при помощи напорных характеристик ГАЭС, определяемых соотношениями

$$H_{\text{а}}^{\text{н}}(V_{\text{в.б}}) = z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}}) - z_{\text{н.б}}(V_{\text{н.б}}) + h_{\text{вод}}; \quad (9.50)$$

$$H_{\text{а}}^{\text{т}}(V_{\text{в.б}}) = z_{\text{в.б}}(V_{\text{в.б}}) - z_{\text{н.б}}(V_{\text{н.б}}) - h_{\text{вод}}. \quad (9.51)$$

Аналогично строятся и напорные характеристики ГАЭС $H_{\text{а}}^{\text{н}}(V_{\text{н.б}})$ и $H_{\text{а}}^{\text{т}}(V_{\text{н.б}})$.

Далее следует проинтегрировать указанные зависимости по $V_{\text{в.б}}$ и $V_{\text{н.б}}$ численными методами (например, по формуле трапеций).

Для расчетного интервала, равного 1 ч, при напорах в метрах, объемах водохранилища в кубических метрах выработку (потреб-

ление) ГАЭС получим в мегаватт-часах:

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{в.б}m}) = \sum_{j=1}^m 0,5 (H_j^{\text{н}} + H_j^{\text{к}}) \frac{\Delta V_{\text{сраб}j} \eta_{\text{т}}}{367 \cdot 10^3} \quad (9.52)$$

$$\text{при } V_{\text{в.б}m} = V_{\text{в.б}}^{\text{макс}} - \sum_{j=1}^m \Delta V_{\text{сраб}j};$$

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{в.б}m}) = \sum_{j=1}^m 0,5 (H_j^{\text{н}} + H_j^{\text{к}}) \frac{\Delta V_{\text{нап}j}}{\eta_{\text{н}} 367 \cdot 10^3} \quad (9.53)$$

$$\text{при } V_{\text{в.б}m} = V_{\text{в.б}}^{\text{мин}} + \sum_{j=1}^m \Delta V_{\text{нап}j}.$$

Соответственно

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{н}}(V_{\text{н.б}m}) = \sum_{j=1}^m 0,5 (H_j^{\text{н}} + H_j^{\text{к}}) \frac{\Delta V_{\text{сраб}j}}{\eta_{\text{н}} 367 \cdot 10^3} \quad (9.54)$$

$$\text{при } V_{\text{н.б}m} = V_{\text{н.б}}^{\text{макс}} - \sum_{j=1}^m \Delta V_{\text{сраб}j};$$

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}^{\text{т}}(V_{\text{н.б}m}) = \sum_{j=1}^m 0,5 (H_j^{\text{н}} + H_j^{\text{к}}) \frac{\Delta V_{\text{нап}j} \eta_{\text{т}}}{367 \cdot 10^3} \quad (9.55)$$

$$\text{при } V_{\text{н.б}m} = V_{\text{н.б}}^{\text{мин}} + \sum_{j=1}^m \Delta V_{\text{нап}j}.$$

Здесь $\Delta V_{\text{сраб}j}$ и $\Delta V_{\text{нап}j}$ — элементарные объемы сработки или наполнения водохранилищ ГАЭС, соответствующие уровням $z_{\text{в.б}j}^{\text{н}}$ и $z_{\text{в.б}j}^{\text{к}}$ или $z_{\text{н.б}j}^{\text{н}}$ и $z_{\text{н.б}j}^{\text{к}}$. Напоры агрегатов ГАЭС $H_{\text{н}j}$ и $H_{\text{к}j}$ соответствуют указанным значениям уровней на напорной характеристике ГАЭС (см. рис. 3.10).

На основании расчетов (9.52) — (9.55) можно построить энергетические характеристики ГАЭС для турбинного и насосного режимов (рис. 9.12).

С помощью найденных характеристик для любых заданных значений $V_{\text{в.б}0}(z_{\text{в.б}0})$, $V_{\text{н.б}0}(z_{\text{н.б}0})$ и выработке-потреблении энергии ГАЭС для каждого момента t можно определить состояние водохранилищ, т. е. $z_{\text{в.б}}$, $z_{\text{н.б}}$, $V_{\text{в.б}}$, $V_{\text{н.б}}$, и затем по формулам (9.36), (9.37), (9.42) и (9.43) — расход и напор для насосного и турбинного режимов.

Для всего периода времени $T = t_{\text{н}} - t_0$ можно построить искомые графики изменения во времени $z_{\text{в.б}}$, $z_{\text{н.б}}$, $H_{\text{н}}$, $H_{\text{т}}$, $H_{\text{ГАЭС}}$ и $Q_{\text{ГАЭС}}$. Общий вид этих зависимостей представлен на рис. 9.13.

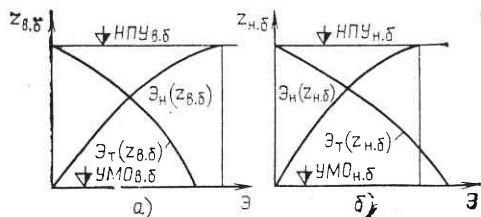


Рис. 9.12. Энергетические характеристики ГАЭС для верхнего (а) и нижнего бьефов (б)

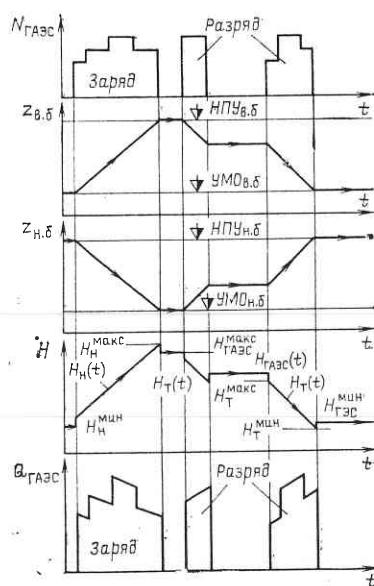


Рис. 9.13. Общий вид зависимости энергетических показателей ГАЭС во времени

Как правило, единичный интервал Δt_i для ГАЭС суточного регулирования равен 1 ч, внутри которого $N_{ГАЭС}(t) = \text{const}$. Для высоконапорных ГАЭС этому соответствует линейный характер изменения напора и расхода в течение этого интервала, причем для насосного режима напор увеличивается, а расход уменьшается; для турбинного режима — наоборот. При скачкообразном изменении $N_{ГАЭС}$ во времени так же скачкообразно изменяется и расход. Напор $H_a = H_t$ или H_n в момент изменения мощности не меняется при условии $h_{вод} = \text{const}$ или изменяется на размер $h_{вод}(Q_{ГАЭС})$ (рис. 9.13). Некоторое влияние на H_a может оказать и изменение КПД ГАЭС при $Q_{ГАЭС} = \text{const}$.

Максимальный и минимальный напоры H_n больше соответствующих значений H_t на $2h_{вод}$. В периоды остановки ГАЭС напор на установке постоянен и равен разности уровней бьефов. При пуске агрегатов напор H_a мгновенно изменяется — либо увеличивается для насосного режима на $h_{вод}(Q_{ГАЭС})$, либо уменьшается для турбинного режима на ту же величину.

Особенности водноэнергетических расчетов других типов ГЭУ. Приведенный выше подход к организации водноэнергетических расчетов ГЭС и ГАЭС несовмещенного вида позволяет решать аналогичные задачи и для других видов ГЭУ.

Для ГАЭС, так же как и для ГЭС, можно учесть потери воды из водохранилища. Усложнение расчетов для ГАЭС совмещенного вида будет заключаться в использовании соответствующих характеристик бьефов. В частности, если НБ ГАЭС является водохранилищем ГЭС длительного регулирования, то в течение суток отмет-

ка НБ ГАЭС может считаться практически постоянной. Изменениями в течение краткосрочных интервалов времени могут считаться отметки и напоры на ГЭС-ГАЭС в каскаде ГЭУ длительного регулирования. Режим работы бьефов подобного каскада в длительном интервале времени незначительно зависит от насосного режима ГАЭС краткосрочного регулирования.

Для каскада ГЭС-ГАЭС краткосрочного регулирования для суточных (недельных) интервалов времени режим ВБ будет определяться одновременно пусками со стороны верхней ГЭУ и отдачей данной станции.

Наличие каскада ГАЭС несовмещенного вида усложнит расчеты только в смысле появления некоторых дополнительных соотношений, пропорциональных числу ГЭУ, без изменения порядка самих расчетов и вида используемых характеристик. Для промежуточных водохранилищ их объем будет определяться одновременно пусками из верхней ГАЭС и расходами данной ГЭУ.

Некоторыми особенностями в проведении водноэнергетических расчетов обладают ПЭС. Для этих видов ГЭУ уровень одного из бьефов (море) существенно меняется в течение суток независимо от режима ПЭС. Последний определяет собой только уровеньный режим бассейна или бассейнов приливных станций. Потери расхода здесь незначительны. В этом случае мощность однобассейновой ПЭС в прямом турбинном режиме ($z_{бас} > z_m$) в данный момент t равна

$$N_{ПЭС}^{п.т.р} = \frac{Q_{ПЭС}^{п.т.р} H_{ПЭС}^{п.т.р} \eta_{ПЭС}^{п.т.р}}{102}, \quad (9.56)$$

где

$$H_{ПЭС}^{п.т.р} = z_{бас} - z_m - h_{пот}^{п.т.р} \quad (9.57)$$

при

$$z_m = z_m(t); \quad z_{бас} = z_{бас}(V_{бас}) \quad \text{и} \quad h_{пот}^{п.т.р} = h_{пот}^{п.т.р}(Q_{ПЭС}^{п.т.р});$$

$$V_{бас}^{п.т.р} = V_0 - \int_0^t (Q_{ПЭС}^{п.т.р}(t) + Q_{х.сб.р}(t)) dt; \quad (9.58)$$

$$Q_{ПЭС}^{п.т.р} + Q_{х.сб.р} = F_{бас} \frac{dz_{бас}}{dt} \quad (9.59)$$

$$\text{при } Q_{бас}^{п.т.р} = Q_{бас}^{п.т.р}(N_{бас}^{п.т.р}, H_{бас}^{п.т.р}).$$

Холостые сбросы имеют место при необходимости быстрейшего опорожнения бассейна, а в обратном турбинном режиме — при его наполнении.

Для обратного турбинного режима ($z_{бас} < z_m$) получаем следующие выражения:

$$N_{ПЭС}^{о.т.р} = \frac{Q_{ПЭС}^{о.т.р} H_{ПЭС}^{о.т.р} \eta_{ПЭС}^{о.т.р}}{102}; \quad (9.60)$$

$$H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}} = z_{\text{м}} - z_{\text{бас}} - h_{\text{пот}}^{\text{о.т.р}}; \quad (9.61)$$

$$V_{\text{бас}}^{\text{о.т.р}} = V_0 + \int_0^t (Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}}(t) + Q_{\text{х.сбп}}(t)) dt \quad (9.62)$$

при $Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}} = Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}}(N_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}}, H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}})$ и $Q_{\text{х.сбп}} = Q_{\text{х.сбп}}(H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.т.р}})$.

Аналогичные выражения можно записать и для насосных режимов обратимого оборудования ПЭС.

На некоторых ПЭС может быть реализован насосный режим — прямой или обратный. В прямом насосном режиме вода перекачивается из моря в бассейн, в обратном — наоборот. При этом прямой насосный режим может начинаться при $z_{\text{м}} > z_{\text{бас}}$, а заканчиваться при $z_{\text{м}} < z_{\text{бас}}$. Для обратного насосного режима вначале $z_{\text{м}} < z_{\text{бас}}$, а в конце $z_{\text{м}} > z_{\text{бас}}$. Практически это означает возможность изменения знака напоров ПЭС в насосном режиме.

Расчетные уравнения для прямого насосного режима имеют вид

$$N_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}} = \frac{Q_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}} H_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}}{102 \eta_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}}; \quad (9.63)$$

$$H_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}} = z_{\text{бас}} - z_{\text{м}} + h_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}; \quad (9.64)$$

$$V_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}} = V_0 + \int_0^t Q_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}(t) dt \quad (9.65)$$

при $Q_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}} = Q_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}(N_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}}, H_{\text{ПЭС}}^{\text{п.н.р}})$.

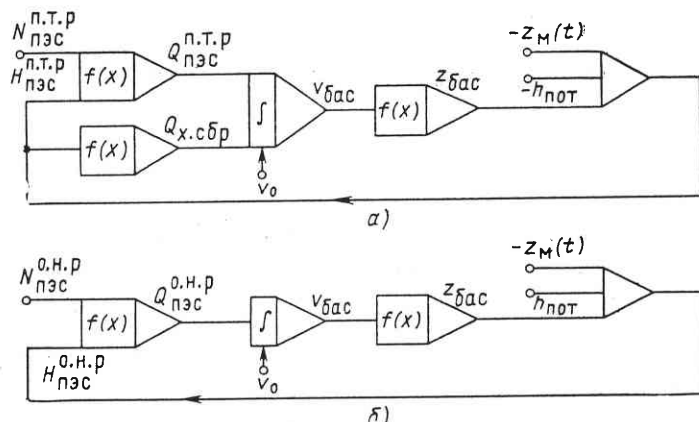


Рис. 9.14. Схемы расчета турбинного (а) и насосного (б) режимов ПЭС

Соответственно для обратного насосного режима

$$N_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}} = \frac{Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}} H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}}{102 \eta_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}}; \quad (9.66)$$

$$H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}} = z_{\text{м}} - z_{\text{бас}} + h_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}; \quad (9.67)$$

$$V_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}} = V_0 - \int_0^t Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}(t) dt \quad (9.68)$$

при $Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}} = Q_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}(N_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}}, H_{\text{ПЭС}}^{\text{о.н.р}})$.

Рассмотренные выражения для ПЭС весьма наглядно реализуются на аналоговой ЭВМ. В качестве примера на рис. 9.14 показаны схемы расчета турбинного (а) и насосного (б) режимов ПЭС при заданных отдаче-потреблению по мощности.

Глава 10

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ

10.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одной из основных особенностей суточного (недельного) графика нагрузки современных энергосистем является его неравномерность, что определяет особые требования к режиму электростанций. Так, в периоды максимума нагрузки все электростанции загружаются полностью, за исключением резервных агрегатов, все остальное время в течение суток нагрузка системы меньше максимальной.

В связи с этим необходимо определить оптимальное число и состав оборудования электростанций, включенного под нагрузку, а также рациональный способ ее распределения, т. е. решить задачу, похожую на рассмотренную в гл. 6. Однако задача оптимизации краткосрочного режима энергосистемы значительно сложнее задачи оптимизации внутристанционного режима ГЭС из-за большой размерности, разнообразия типов электростанций, участвующих в покрытии нагрузки энергосистемы, сложности учета влияния режимов разных электростанций друг на друга, многочисленности факторов, определяющих эффективность режима электростанций, нелинейности используемых зависимостей, огромного числа различных уравнений связи и ограничений режимов станций типа неравенств и т. д. Для ГЭС, кроме того, должны учитываться требования к режиму, предъявляемые ВХС.

Задачу оптимизации нормального краткосрочного режима энергосистемы следует отнести к векторным, целочисленным, многоэкстремальным задачам нелинейного программирования.

Дополнительные сложности вносит учет вероятностного характера исходной информации при прогнозировании оптимальных краткосрочных режимов энергосистемы.

С целью упрощения решения используют различные математические приемы. Так, для уменьшения размерности задачи, с учетом сложившейся структуры управления в энергетике, используется метод агрегирования, который заключается в том, что в качестве основных элементов энергосистемы рассматриваются не отдельные энергоблоки, а электростанции в целом. При этом задача внутростанционной оптимизации режимов этих станций предполагается решенной.

Для упрощения сложной задачи можно использовать метод декомпозиции, с помощью которого сложную задачу можно разделить на ряд более простых. Учет требований ВХС и охраны окружающей среды в ряде случаев превращает задачу краткосрочной оптимизации в неформализуемую. Решение последней возможно с привлечением методов квалиметрии.

Следует отметить, что вся исходная информация, используемая в расчетах, обладает некоторой погрешностью. Поэтому любой получаемый в расчетах краткосрочного режима энергосистемы результат следует рассматривать только как наиболее вероятный.

Все сказанное выше относилось к так называемой эксплуатационной задаче, или задаче планирования суточных режимов энергосистемы в условиях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). Для проектной задачи такая детализация при учете особенностей режимов электростанций не требуется, и для нее достаточно учитывать приближенное распределение нагрузки между станциями энергосистемы. Нагрузку можно считать заданной в одном эквивалентном узле. Суточный график нагрузки можно представлять в виде кривой продолжительности и т. д.

Обе задачи — и эксплуатационная, и проектная не имеют решения в общем виде. Оно может быть получено только численными методами, корректное применение которых во многом определяется постановкой задачи. Не менее важно во избежание грубых ошибок знать физический смысл получаемого решения.

Основной задачей данной главы является рассмотрение энергетических особенностей и характеристик разных типов ГЭУ, участвующих в оптимизации краткосрочного режима энерговодохозяйственной системы, и анализ необходимых условий оптимального использования ГЭУ в течение суток (недели).

10.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭУ В РАСЧЕТАХ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ

Основной задачей регулирования краткосрочных нормальных режимов работы энергосистем является поддержание баланса между производством и потреблением энергии при заданных допустимых пределах колебания частоты и напряжения при обеспечении покрытия нагрузки наиболее экономичным спосо-

бом, т. е. требуется найти такое число и состав работающих электростанций (ТЭС, АЭС, ГЭУ и других видов электростанций) и так распределить нагрузку между ними, чтобы обеспечить выполнение заданого критерия оптимальности.

Наиболее общим одноцелевым критерием экономичности работы смешанной энергосистемы в настоящее время является минимум издержек или его частный случай — минимум расхода условного топлива за сутки (неделю).

Предполагается, что колебания нагрузки при нормальных режимах могут быть двух видов: регулярные с периодом в несколько часов (суток) и нерегулярные, случайные с периодом от долей секунды до нескольких минут.

Неравномерность суточного графика в основном определяют регулярные колебания нагрузки, влияя на максимум и минимум нагрузки в течение суток, а также на изменение графика потребления энергии в течение недели. В настоящее время достаточно разработаны способы прогнозирования регулярной нагрузки. В частности, в крупных системах отклонение планируемых графиков регулярной нагрузки на следующие сутки от реальных, как правило, не превышает 2—3 % максимума суточной нагрузки, что позволяет производить расчет режима системы для следующих суток (недели) практически при однозначно заданной регулярной нагрузке.

Нерегулярные колебания нагрузки покрываются за счет резервов энергосистемы. Поскольку относительная амплитуда и длительность нерегулярных колебаний нагрузки в современных крупных энергосистемах весьма малы, влиянием их на оптимальные показатели режима системы можно пренебречь. Таким образом, для современных условий задач экономичного распределения нагрузок энергосистемы является необходимость покрытия медленно изменяющейся или регулярной нагрузки. В связи с этим можно считать режим большинства станций установившимся. Это позволяет использовать в расчетах технологические или мгновенные (линейные или фазовые) характеристики энергетического оборудования, выдаваемые заводами-изготовителями для установившегося режима.

Однако технологический процесс преобразования энергии на ГЭУ описывается не только энергетическими характеристиками оборудования, но и характеристиками бьефов и водопроводящих сооружений.

В расчетах краткосрочных режимов в большинстве случаев могут использоваться характеристики водопроводящих сооружений, соответствующие установившемуся режиму (см. гл. 3). Только для переходных режимов, соответствующих пуску-остановке агрегата или значительному изменению его нагрузки, может потребоваться учет динамических процессов в водопроводящих сооружениях. Однако эта задача относится к ведению оперативного режима ГЭУ в реальном времени, который здесь не рассматривается.

Характеристики бьефов в виде кривых объемов (для верхнего бьефа) и кривых связей (для нижнего бьефа) обычно строятся для установившихся режимов работы с периодом осреднения не менее суток (недели). Поэтому иногда в краткосрочных режимах необходимо использовать динамические характеристики или математические модели бьефов для неустановившихся режимов с расчетным интервалом около 1 ч. Конечно, это значительно усложняет расчет режимов энергосистемы с ГЭУ, а неучет неустановившихся режимов бьефов для низконапорных станций, участвующих в регулировании нагрузки, приводит к

существенным ошибкам при оценки эффективности работы энергосистемы в целом. Особенно это сказывается при учете требований участников ВХС к режиму бьефов ГЭУ, а также при каскадном использовании водотока гидроэлектростанций, работающими на один общий график нагрузки.

Теоретически оптимум работы энергосистемы соответствует экономичному распределению активных и реактивных нагрузок одновременно. Поскольку эта оптимизационная задача очень сложна, ее принято делить на две задачи: распределение активных и реактивных нагрузок. В практических расчетах часто достаточно решения задачи распределения активных нагрузок. При этом предполагается, что если напряжение в заданных узловых точках сети находится в допустимых пределах, то обеспечивается и решение задачи оптимального распределения реактивных нагрузок.

Проанализируем энергетические особенности разных типов ГЭУ, участвующих в оптимизации краткосрочного режима энергосистемы.

ГЭС без регулирования стока. Режим этих станций полностью определяется гидрографом приточности к створу ГЭС, из-за чего они не могут вести регулирование нагрузки, если не считать возможности восприятия ее кратковременных толчков.

Для рек снегового и ледникового питания приток воды к створу ГЭС в течение суток (недели) постоянен, поэтому в расчетах можно пользоваться обычной кривой связи нижнего бьефа. Напоры этих ГЭС практически не изменяются в течение суток (недели).

Для рек дождевого питания и малых ГЭС приток воды к створу станции может существенно изменяться в течение суток (недели), и для соблюдения баланса расходов в бьефах требуется решение дополнительной задачи оптимизации маневрирования затворами водосливов ГЭС. Модель нижнего бьефа должна учитывать неустановившийся режим уровней.

Для таких станций водноэнергетические расчеты проводятся при постоянных отметках верхнего бьефа и заданной приточности к створу. Полученный при этом график отдачи ГЭС по мощности вычитается из нагрузки системы (базисный режим работы).

При наличии нескольких ГЭС на разных водотоках подобные расчеты следует провести для каждой из них. Для каскада ГЭС без регулирования необходим учет напора и времени добега расхода между створами, если оно является значительным по сравнению с расчетным периодом (сутки, неделя). Когда же оно мало ($\tau_{доб} \ll 1$ ч), то им можно пренебречь и считать, что изменение расхода на верхней ГЭС «мгновенно» сказывается на значении притока к нижней станции. Этот случай характерен для каскада на горных реках и для малых ГЭС, работающих на энергосистему. Иногда учитывается и зависимость $\tau_{доб}$ от расходов.

Если время добега между створами постоянно или им можно пренебречь, то целесообразно построить эквивалентную характеристику всего каскада и пользоваться ею как характеристикой для одиночной ГЭС. Последовательность построения эквивалентной расходной характеристики каскада двух ГЭС без регулирования стока при $\tau_{доб}=0$ и $Q_{б.пр}=0$ представлена на рис. 10.1; ГЭС — двухагрегатные и для них заданы расходные характеристики при $z_{в.б}=\text{const}$.

Зададимся каким-либо расходом в нижнем бьефе ГЭС1: $Q'_{н.б1} < Q_{ГЭС1}^{\text{макс}}$. Тогда $Q_{ГЭС1}' = Q'_{н.б1}$ и по характеристике ГЭС1 этому расходу соответствует

нагрузка $N'_{ГЭС1}$. Если $Q_{б.пр}=0$, то $Q'_{ГЭС1} = Q'_{н.б2}$. Если $Q'_{н.б2} < Q_{ГЭС2}^{\text{макс}}$, то $Q_{х.сб.р2}=0$ и нагрузка ГЭС2 равна $N'_{ГЭС2}$. Соответственно нагрузка каскада $N'_{кас} = N'_{ГЭС1} + N'_{ГЭС2}$ и зависит только от $Q'_{ГЭС1} = Q'_{ГЭС2} = Q'_{н.б2}$.

Аналогичным образом можно получить и другие точки эквивалентной характеристики каскада. Если $Q_{н.б1}$ превысит $Q_{ГЭС1}^{\text{макс}}$ или $Q_{ГЭС2}^{\text{макс}}$, то нагрузку ГЭС1 или ГЭС2 следует принимать равной $N_{ГЭС1}^{\text{макс}}$ или $N_{ГЭС2}^{\text{макс}}$. При дальнейшем увеличении расхода каскада на низконапорных ГЭС может уменьшиться мощность из-за учета ограничения по турбинам (рис. 10.1).

Если $Q_{б.пр} \neq 0$, то для расчета отдачи ГЭС надо использовать расход $Q'_{н.б2} = Q'_{н.б1} + Q_{б.пр}$.

Наличие эквивалентной характеристики каскада может упростить расчеты ее режимов. На рис. 10.1 показана зона, где $Q_{х.сб.р} \neq 0$ и $N_{ГЭС} = N_{ГЭС}^{\text{макс}}$. При $N_{ГЭС} = N_{ГЭС}^{\text{макс}}$ и $Q_{н.б} = Q_{ГЭС}$ линия ограничения по турбинам может начинаться сразу от точки с координатами $Q_{ГЭС}^{\text{макс}}$, $N_{ГЭС}^{\text{макс}}$.

ГЭС краткосрочного регулирования. В общем случае для этих ГЭС характерны значительные изменения уровней бьефов в течение суток (недели). Для расчетов краткосрочных режимов системы с такими ГЭС, особенно низконапорными, следует пользоваться технологическими или мгновенными характеристиками оборудования, водопроводящих сооружений и учитывать нестационарные процессы в бьефах. Для высоконапорных станций изменениями напора в течение суток (недели) можно пренебрегать.

В периоды паводка и половодья ГЭС краткосрочного регулирования могут не участвовать в регулировании нагрузки, работая в базе графика нагрузки с максимально возможной по напору мощностью. Для этих периодов можно пользоваться обычными кривыми связей бьефов для установившегося режима.

Для нескольких ГЭС без гидравлической связи определение оптимального краткосрочного режима аналогично решению задачи для систем с одной ГЭС. Учет этих станций будет производиться в балансе мощностей системы.

Во всех рассмотренных случаях для каждой ГЭС известен объем стока, проходящего через данный створ за сутки (неделю).

Для каскадной схемы ГЭС краткосрочного регулирования справедливы те же положения, которые описаны для станций, работающих по водотоку, — необходимость учета времени $\tau_{доб}$, если оно меньше суток (недели), зависимость $\tau_{доб}$ от расхода. Однако есть и свои особенности. В частности, для ГЭС краткосрочного регулирования режим приточности и $Q_{н.б}(t)$ могут резко отличаться друг от друга. Вследствие этого даже при постоянной приточности к верхней станции режим $Q_{н.б1}(t)$ может быть резкопеременным, что влияет на режим всего каскада.

Если $\tau_{доб}=0$ и водохранилище ГЭС1 наибольшее в каскаде,

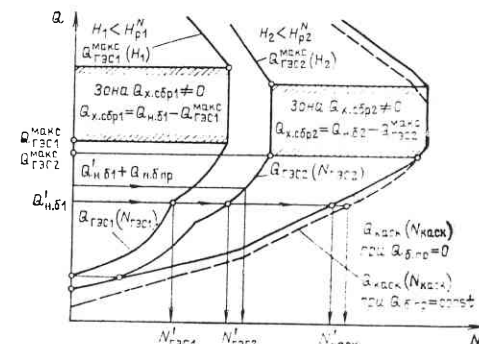


Рис. 10.1. Построение эквивалентной расходной характеристики каскада двух ГЭС

то станция работает в пике графика нагрузки с резкопеременным режимом расходов в нижнем бьефе. Иногда нижние ГЭС каскада из-за меньших объемов водохранилища будут вынуждены работать с $Q_{х.сбр} \neq 0$. Вероятность этих сбросов, конечно, уменьшается при прочих равных условиях при переходе от одной ГЭС к другой вниз по течению.

Если $\tau_{доб} \neq 0$ и равно нескольким суткам, то учет времени добега влият на режим всего каскада. Для суточных расчетов ГЭС такого каскада их режимы можно считать не зависимыми друг от друга (аналогично задаче с несколькими станциями на разных водотоках).

При других значениях $\tau_{доб}$ следует учитывать не только взаимную связь режимов ГЭС каскада, но и трансформацию графика попусков по длине реки.

Для краткосрочных режимов использование эквивалентной характеристики каскада нецелесообразно. Приточность к створу данной l -й ГЭС каскада определяется режимом $(l-1)$ -й, $\tau_{добl}$ и $Q_{б.прl}(l)$.

ГЭС длительного регулирования. Цикл регулирования этих ГЭС больше, чем сутки (неделя), поэтому объем стока, проходящего за краткосрочный период через створ ГЭС, определяется из расчетов длительного режима. Уровень $z_{в.б}$ таких водохранилищ в течение суток (недели) практически постоянен, время добега $\tau_{доб}$ обычно значительно. Вследствие этого в расчетах краткосрочных режимов каскада режимы отдельных ГЭС можно иногда считать взаимонезависимыми. Для высоконапорных ГЭС иногда можно пренебречь изменениями уровня нижнего бьефа в краткосрочных режимах или учитывать его приближенно по кривой связи нижнего бьефа.

Группа ГЭС разного вида регулирования. Если ГЭС разного вида регулирования расположены на разных водотоках, то для расчетов краткосрочных режимов систем следует учитывать условия, приведенные выше. Это также относится и к верхней ГЭС каскада. В расчеты каскада ГЭС следует внести изменения, определяемые особенностями конкретного каскада. Например, если каскад состоит из двух ГЭС: ГЭС1 с регулированием стока и ГЭС2 — без регулирования, то для малых значений $\tau_{доб}$ режим ГЭС2 будет зависеть от режима ГЭС1. ГЭС2 не участвует в регулировании нагрузки, но выработка ее полностью определяется режимом ГЭС1, и заранее ее нельзя учесть в графике нагрузки.

Требования ВХС к суточно-недельному режиму ГЭС, как правило, сводятся к необходимости соблюдения заданного режима попусков или уровней, которые иногда не совпадают с оптимальным энергетическим использованием ГЭС в энергосистеме. В этих случаях возможна или оптимизация энергетического использования только части стока при одноцелевом критерии, или векторная оптимизация использования всего стока.

Для ГЭС, работающих на изолированную нагрузку, основным критерием оптимальности следует считать минимум расхода энергопотенциала.

ГАЭС краткосрочного регулирования. Как правило, ГАЭС строятся на высокие напоры, которые незначительно изменяются в течение суток (недели), и для них характерны небольшие объемы водохранилищ. Это позволяет использовать в расчетах краткосрочных режимов статические кривые связи объемов и уровней бьефов. Энергетическое оборудование и водопроводящие сооружения представляются технологическими или мгновенными характеристиками.

В расчетах насосных режимов следует учитывать особенности установленного оборудования. Так, для обратимых радиально-осевых агрегатов в насосном режиме возможна реализация только двух значений мощности — полная или

нулевая. Незначительное изменение полной мощности возможно из-за вариаций уровней бьефов.

Для ГАЭС общего вида дополнительно необходимо учитывать изменение приточности и бьефов во времени.

ГАЭС длительного регулирования и ГЭС-ГАЭС. Для таких ГЭС в течение суток (недели) напоры можно принимать постоянными. Сток через ГАЭС определяется на основе расчетов длительных режимов.

Для каскадов ГЭС-ГАЭС справедливы изложенные выше положения для ГЭС соответствующих типа и вида регулирования стока.

Приливные электростанции. ПЭС имеют малые напоры и незначительный цикл регулирования (несколько часов), в течение которого существенно изменяются как напоры, так и режимы станции (турбинный — насосный).

Без специальных мероприятий однобассейновые ПЭС ограниченно участвуют в регулировании нагрузки системы, работая в основном в базисном режиме. Основным критерий оптимальности — максимум выработки ПЭС.

В качестве характеристики моря используется мареограмма бассейна — статическая кривая связи его объемов и уровней. Энергетическое оборудование представляется мгновенными характеристиками.

Насосные станции. НС обычно работают по заданному графику подачи, определяя собой базисную нагрузку системы.

Расчет режима НС следует производить по мгновенным характеристикам водопроводящих сооружений и энергетического оборудования с учетом его технологических особенностей.

Если насосная станция работает в системе канал — канал, то ее напор постоянен. Для системы водохранилище — водохранилище в зависимости от вида регулирования, напора и относительного объема водохранилищ следует учитывать изменение уровней бьефов по статическим или динамическим характеристикам.

Основным критерий работы НС в системе — минимум потребляемой энергии при заданном объеме или графике подачи во времени.

Наличие регулирующего объема бьефов позволяет использовать НС в качестве потребителя-регулятора графика нагрузки.

10.3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ОДИНОЧНОЙ ГЭС В СУТОЧНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

Расчет оптимального суточного режима современной энергосистемы в общем случае весьма сложен. В связи с этим начнем анализ общей задачи с простейшего случая, а затем обобщим полученные результаты на более сложные и проанализируем влияние различных факторов на показатели режимов ГЭС.

Задача оптимизации краткосрочных режимов одиночной ГЭС (простейший случай) математически может быть представлена следующим образом.

Задана концентрированная энергосистема с одной плотинной ГЭС и несколькими ТЭС, т. е. случай, когда потерями в линии электропередачи и распределительной сети можно пренебречь. Известен постоянный состав включенного оборудования ТЭС в течение суток и его энергетические характеристики. Для ГЭС за-

даны энергетические характеристики, построенные при неучете пусковых потерь расхода и неизменном в течение суток напоре на агрегатах. Для определенности примем, что все гидроагрегаты одинаковы.

Требуется найти такие режимы ГЭС и ТЭС в течение суток, т. е. $N_{ГЭС}(t)$, $N_{ТЭСj}(t)$, $j=1, 2, \dots, m$, которые обеспечивали бы минимальный расход условного топлива в системе

$$B_0 = \int_{t_0}^{t_K} \sum_{j=1}^m B_j(N_{ТЭСj}(t)) dt \rightarrow \min \quad (10.1)$$

при условии баланса активных мощностей

$$\varphi(t) = P_c(t) - N_{ГЭС}(t) - \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}(t) = 0, \quad (10.2)$$

заданном объеме стока через ГЭС за сутки

$$W_{ГЭС} - \int_{t_0}^{t_K} Q_{ГЭС}(t) dt = 0 \quad (10.3)$$

и известных режимах электростанций на начало t_0 и конец t_K рассматриваемых суток. Необходимо также обеспечить выполнение заданных ограничений режимов ГЭС и ТЭС вида

$$N_{ГЭС}^{\min}(t) \leq N_{ГЭС}(t) \leq N_{ГЭС}^{\max}(t); \quad (10.4)$$

$$N_{ТЭСj}^{\min}(t) \leq N_{ТЭСj}(t) \leq N_{ТЭСj}^{\max}(t). \quad (10.5)$$

Предположим, что все зависимости, используемые в расчетах, включая и $P_c(t)$, непрерывны и дважды дифференцируемы. Тогда поставленную задачу можно отнести к граничным вариационным с изопериметрическими условиями вида (10.3) при наличии неголономных уравнений связи вида (10.2) и ограничений типа неравенств (10.4) и (10.5).

В этом случае можно считать, что экстремум (10.1) достигается на тех же экстремальных, что и экстремум следующего выражения:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_K} \left[\sum_{j=1}^m B_j(N_{ТЭСj}(t)) + \lambda(t) \varphi(t) + \lambda_{ГЭС} Q_{ГЭС}(t) + \Pi_{ГЭС}(t) + \sum_{j=1}^m \Pi_{ТЭСj}(t) \right] dt = \int_{t_0}^{t_K} F(y, \dot{y}, t) dt \rightarrow \min, \quad (10.6)$$

где $\lambda(t)$, $\lambda_{ГЭС}$ — неопределенные нетривиальные множители Лагранжа; $\Pi_{ГЭС}(t)$, $\Pi_{ТЭСj}(t)$ — штрафные функции, введенные в целевую функцию F для учета ограничений типа неравенств.

Известно, что минимум (10.1) будет иметь место, если $N_{ГЭС}(t)$ и $N_{ТЭСj}(t)$, $j=1, 2, \dots, m$, являются экстремальными, т. е. вдоль них

будет выполняться известное уравнение Эйлера — необходимое условие экстремума функционала (10.6)

$$F_{N_{ГЭС}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{ГЭС}} = 0; \quad (10.7)$$

$$F_{N_{ТЭСj}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{ТЭСj}} = 0, \quad j=1, 2, \dots, m, \quad (10.8)$$

где

$$F_{N_{ГЭС}} = \frac{\partial F}{\partial N_{ГЭС}}; \quad F_{\dot{N}_{ГЭС}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{N}_{ГЭС}}; \quad \dot{N}_{ГЭС} = \frac{dN_{ГЭС}}{dt}; \quad (10.9)$$

$$F_{N_{ТЭСj}} = \frac{\partial F}{\partial N_{ТЭСj}}; \quad F_{\dot{N}_{ТЭСj}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{N}_{ТЭСj}}; \quad \dot{N}_{ТЭСj} = \frac{dN_{ТЭСj}}{dt}.$$

Раскроем уравнения (10.7) и (10.8)

$$F_{N_{ГЭС}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{ГЭС}} = \lambda_{ГЭС} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}} - \lambda(t) + \frac{\partial \Pi_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}} - \lambda_{ГЭС} \frac{d}{dt} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}} = 0; \quad (10.10)$$

$$F_{N_{ТЭСj}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{N}_{ТЭСj}} = \frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭСj}} - \lambda(t) + \frac{\partial \Pi_{ТЭСj}}{\partial N_{ТЭСj}} - \frac{d}{dt} \frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭСj}} = 0. \quad (10.11)$$

Проанализируем возможность получения решения уравнений (10.10) и (10.11). Число неизвестных равно $(3m+5):(2m+2)$ — постоянных интегрирования; $(m+1)$ — расчетных неизвестных $N_{ГЭС}$ и $N_{ТЭС}$; $\lambda_{ГЭС}$ и $\lambda(t)$. Число уравнений также равно $(3m+5):(m+1)$ — уравнений Эйлера; $(2m+2)$ — граничных условий и уравнения связи (10.2) и (10.3).

Иными словами, если рассматриваемые уравнения несовместны, а ограничения не являются противоречащими друг другу, то решение задачи может быть найдено, если оно существует.

Необходимые условия оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы могут быть представлены в аналитическом виде следующим образом:

$$b_{ТЭС1}^*(t) = b_{ТЭС2}^*(t) = \dots = b_{ТЭСm}^*(t) = \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}^*(t) = \lambda(t), \quad (10.12)$$

где

$$\left. \begin{aligned} b_{ТЭСj}^* &= b_{ТЭСj} + b'_{ТЭСj} + b_{\Pi j}; \\ q_{ГЭС}^* &= q_{ГЭС} + q'_{ГЭС} + q_{\Pi ГЭС} \end{aligned} \right\} \quad (10.13)$$

при

$$\left. \begin{aligned} b_{ТЭС j} &= \frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭС j}}; & b'_{ТЭС j} &= -\frac{d}{dt} \frac{\partial B_j}{\partial N_{ТЭС j}}; & b_{ш j} &= \frac{\partial \Pi_{ТЭС j}}{\partial N_{ТЭС j}}; \\ q_{ГЭС} &= \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}}; & q'_{ГЭС} &= -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}}; & q_{ш} &= \frac{\partial \Pi_{ГЭС}}{\partial N_{ГЭС}}. \end{aligned} \right\} \quad (10.14)$$

Если принять все процессы в энергосистеме установившимися, а дифференциальные характеристики агрегатов и электростанций с учетом штрафных функций задать при $\mu_i \rightarrow \infty$ и $\gamma_i \rightarrow \infty$ (см. гл. 6), то (10.12) примет вид

$$b_{ТЭС 1}(t) = \dots = b_{ТЭС m}(t) = \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(t) = \lambda(t). \quad (10.15)$$

Иногда (10.15) более удобно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} b_{ТЭС 1}(t) - b_{ТЭС j}(t) &= 0, & j &= 1, 2, \dots, m; \\ b_{ТЭС 1}(t) - \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(t) &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (10.16)$$

где $b_{ТЭС 1}$ — относительный прирост балансирующей станции (здесь ТЭС1), предназначенной для покрытия внепланового изменения нагрузки в системе.

С учетом (10.15) можно построить энергетическую характеристику эквивалентной ТЭС энергосистемы и далее использовать ее в расчетах

$$b_{ТЭС 1}(t) = \dots = b_{ТЭС m}(t) = b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ}(t)) = \lambda(t). \quad (10.17)$$

На основании сказанного представим (10.15) с учетом (10.17) в следующем виде:

$$b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ}(t)) = \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(N_{ГЭС}(t)) = \lambda(t) \quad (10.18)$$

и рассмотрим особенности оптимальных режимов ГЭС в энергосистеме.

Предположим, что число включенных под нагрузку агрегатов ГЭС в течение суток постоянно и $\lambda_{ГЭС}$ задана. Тогда условие (10.17) для любой нагрузки системы, равной A , будет соответствовать пересечению $b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ})$ дифференциальной характеристики ГЭС $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$, умноженной на $\lambda_{ГЭС}$ (точка α на рис. 10.2). В точке α расход условного топлива в системе будет самый минимальный B^0 . Любое отклонение от $N_{ЭКВ}^0$ и $N_{ГЭС}^0$ ведет к появлению режимных потерь в энергосистеме $\Delta B_{реж}$.

При изменении нагрузки системы до $P_c = C$ для $\lambda_{ГЭС} = \text{const}$ энергетическая характеристика ГЭС смещается параллельно самой себе, пересекая $b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ})$ в новой точке β (рис. 10.2).

Из (10.17) физический смысл $\lambda_{ГЭС}$ можно интерпретировать как топливную эффективность каждой единицы расхода воды на ГЭС, т. е. $\lambda_{ГЭС}$ показывает, насколько уменьшится расход топлива на ТЭС при увеличении расхода воды на ГЭС на 1 м³/с при

соблюдении баланса мощностей системы. Действительно, на основании (10.17) имеем

$$\lambda_{ГЭС} = \frac{b_{ЭКВ}}{q_{ГЭС}} \approx \frac{dB_{ЭКВ}}{dQ_{ГЭС}}. \quad (10.19)$$

Величина $\lambda_{ГЭС}$ в расчетах обычно определяется итерационным путем так, чтобы обеспечить выполнение условия (10.3). Чем больше $W_{ГЭС}$ за сутки, тем меньше $\lambda_{ГЭС}$ и наоборот.

В качестве иллюстрации на рис. 10.3 показаны графики работы ГЭС при разных $\lambda_{ГЭС}$ — от $\lambda_{ГЭС}^{\min}$ до $\lambda_{ГЭС}^{\max}$, рассчитываемых по формулам

$$\lambda_{ГЭС}^{\min} = \frac{b_{ЭКВ}^{\min}}{q_{ГЭС}^{\max}}; \quad \lambda_{ГЭС}^{\max} = \frac{b_{ЭКВ}^{\max}}{q_{ГЭС}^{\min}}. \quad (10.20)$$

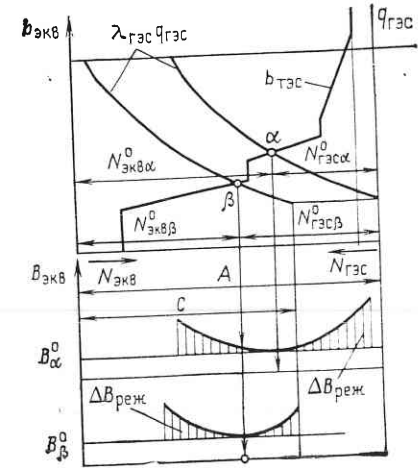


Рис. 10.2. Оптимальное распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС

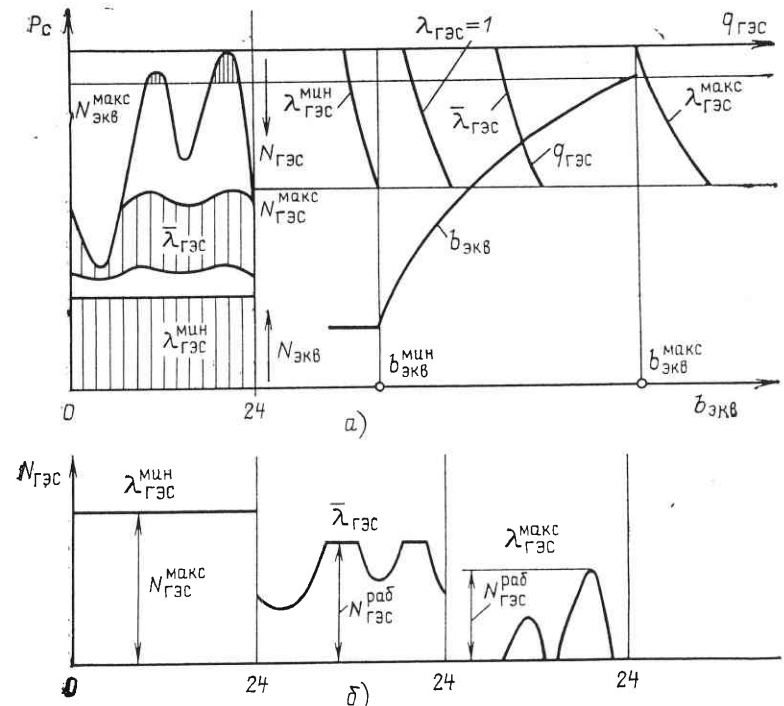


Рис. 10.3. Оптимальные режимы ГЭС в энергосистеме при разных $\lambda_{ГЭС}$

При $\lambda_{ГЭС}^{макс}$ в максимуме нагрузки все ТЭС работают с предельной мощностью $N_{ЭКВ}^{макс}$. Если $N_{ЭКВ}^{макс} \geq P_c^{макс}$, то $W_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС}^{макс}) = 0$ и $N_{ГЭС}(t) = 0$. Если $N_{ЭКВ}^{макс} < P_c^{макс}$, то ГЭС работает в пике графика нагрузки по вынужденному режиму, определяемому условиями баланса мощностей в системе:

$$N_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС}^{макс}, t) = P_c(t) - N_{ЭКВ}^{макс}. \quad (10.21)$$

Максимальная рабочая мощность ГЭС при этом равна

$$N_{ГЭС}^{раб} = P_c^{макс} - N_{ЭКВ}^{макс}. \quad (10.22)$$

Разница между $N_{ГЭС}^{макс}$ и $N_{ГЭС}^{раб}$ составит вращающийся резерв системы.

Для $\lambda_{ГЭС}^{мин}$ ГЭС работает с максимально возможной мощностью в системе; резервы системы переходят на ТЭС (рис. 10.3, а). Любое увеличение $\lambda_{ГЭС}$ сверх $\lambda_{ГЭС}^{макс}$ или уменьшение ниже $\lambda_{ГЭС}^{мин}$ не влияет на режимы ГЭС при $H_a = \text{const}$.

При изменении $\lambda_{ГЭС}$ от $\lambda_{ГЭС}^{макс}$ до $\lambda_{ГЭС}^{мин}$ растет степень участия ГЭС в оптимальном распределении нагрузки системы; одновременно увеличивается и $N_{ГЭС}^{раб}$ (рис. 10.3, б).

По результатам оптимизационных расчетов при разных $\lambda_{ГЭС}$ можно построить зависимости $B_c(\lambda_{ГЭС})$ и $W_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС})$ (рис. 10.4). Особенность этих кривых заключается в том, что они имеют почти линейный характер в зоне средних $\lambda_{ГЭС}$ (показана штриховкой на рис. 10.4). В этой зоне любое изменение $W_{ГЭС}$ ведет к пропорциональному изменению B_c .

Именно в этой зоне большое значение имеет выбор рационального метода распределения нагрузки в энергосистеме. Для значений $\lambda_{ГЭС}$, близких к $\lambda_{ГЭС}^{мин}$ или $\lambda_{ГЭС}^{макс}$, эффективность метода распределения нагрузки в энергосистеме сказывается намного меньше, а для $\lambda_{ГЭС} > \lambda_{ГЭС}^{макс}$ или $\lambda_{ГЭС} < \lambda_{ГЭС}^{мин}$ — не зависит от него.

Рассмотренное выше относится к случаю, когда удельный вес ГЭС в системе не менее 20—30 % $P_c^{макс}$. Если удельный вес ГЭС незначителен, то даже при большом изменении $W_{ГЭС}$ расход $B_c(\lambda_{ГЭС})$ будет изменяться мало. Это означает, что метод распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС в системе будет оказывать малое влияние на B_c . Расход B_c будет определяться в основном способом распределения нагрузки между ТЭС как по условному, так и по натуральному топливу.

Для малых и средних значений $\lambda_{ГЭС}$, соответствующих базовому или полупиковому режиму работы ТЭС, для многих станций (даже низковольтных и средненапорных) справедливо допущение о постоянстве напора

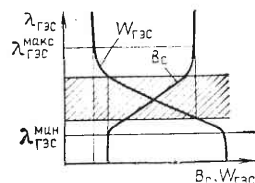


Рис. 10.4. Зависимости $B_c(\lambda_{ГЭС})$ и $W_{ГЭС}(\lambda_{ГЭС})$

агрегатов в течение суток. Это связано с малыми диапазонами изменения нагрузок ГЭС в течение суток. Если же колебания уровней нижнего бьефа значительны, то для их расчета можно пользоваться кривыми связи для установившегося режима. Соответствующие изменения необходимо внести и в дифференциальную характеристику ГЭС (см. § 5.3).

В условиях дефицита водных ресурсов, используемых для энергетических целей, ГЭС в осенне-зимний период работают с большими значениями $\lambda_{ГЭС}$, соответствующими резкопеременному режиму $N_{ГЭС}(t)$ (рис. 10.3, б). В этих случаях для низко- и средненапорных ГЭС необходимо учитывать неустановившееся движение воды в нижнем бьефе и вносить соответствующие изменения и в дифференциальную характеристику ГЭС (см. § 5.3).

Для приплотинных ГЭС с длинными водоводами и деривационных ГЭС длительного регулирования расчет оптимального суточного режима можно проводить при постоянном $N_{ГЭС}$ в течение суток, учитывая это в дифференциальных характеристиках станции.

Для низконапорных ГЭС краткосрочного регулирования дополнительно потребуется учет изменения уровней верхнего бьефа в течение суток, т. е. переменного $N_{ГЭС}$ и H_a .

Учет динамических процессов в бьефах ГЭС потребует несколько изменить режим станции в течение суток: загрузить ее больше в периоды подъема нагрузки и уменьшить нагрузку в периоды ее спада.

В современных условиях для ТЭС характерно наличие ограниченного расхода топлива в течение суток. Это не позволяет строить эквивалентные характеристики ТЭС заранее и усложняет решение задачи.

Например, если на r ТЭС с номерами от $m-r$ до m -й задан суточный расход топлива

$$B_{ТЭС j} - \int_{t_0}^{t_k} B_j(N_{ТЭС j}(t)) dt = \psi_j(t) = 0, \quad (10.23)$$

то необходимое условие оптимального распределения нагрузки в системе имеет вид

$$b_{ТЭС 1}(t) = \dots = b_{ТЭС m-r-1}(t) = \lambda_{ТЭС m-r} b_{ТЭС m-r}(t) = \dots \\ \dots = \lambda_{ТЭС m} b_{ТЭС m}(t) = \lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}(t) = \lambda(t). \quad (10.24)$$

Из-за сложности взаимосвязей режимов электростанций в системе $\lambda_{ТЭС j}$ и $\lambda_{ГЭС}$, соответствующие выполнению условий (10.23) по ТЭС и (10.24) по ГЭС, могут быть найдены только с использованием итерационных методов поиска. Безразмерный множитель $\lambda_{ТЭС j}$ соответствует относительной эффективности данной j -й ТЭС по отношению к другим. Чем больший объем $B_{ТЭС j}$ задан, тем меньше $\lambda_{ТЭС j}$ и больше загрузка j -й ТЭС и на-

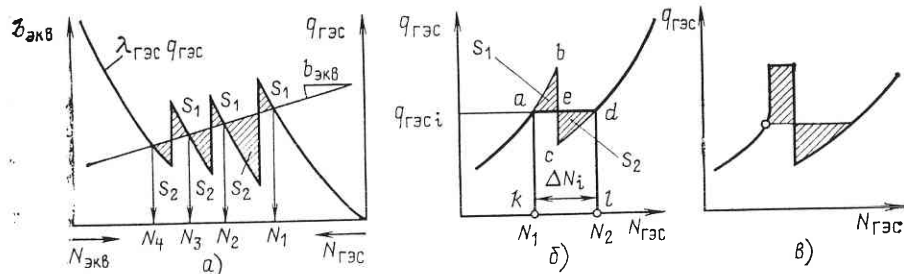


Рис. 10.5. Поиск оптимального режима ГЭС и ТЭС при переменном числе включенных гидроагрегатов

оборот. При $\lambda_{тэсj} = 1$ имеем случай неограниченного запаса топлива на j -й ТЭС.

В рассмотренных выше случаях предполагались постоянными состав и число включенных агрегатов на ГЭС. Однако для гидростанций, как это показано в гл. 5, поддержание постоянного числа включенных агрегатов при изменении нагрузки ГЭС нерационально. Объясняется это мобильностью гидроагрегатов и возможностью их быстрого пуска-остановки для поддержания режима ГЭС с минимумом потерь мощности. Дифференциальная характеристика ГЭС, учитывающая переменное число включенных агрегатов, будет иметь пилообразный вид (см. рис. 5.13). Как результат этого — множественность решений, где выполняются необходимые условия оптимального распределения нагрузки в системе (рис. 10.5, а).

Для получения однозначного решения обычно применяется следующий прием преобразования характеристик вида $q_{гэс}(N_{гэс})$ при $H_a = \text{const}$.

Пусть ГЭС работает в современной мощной энергосистеме, оснащенной блочными агрегатами, имеющими пологие характеристики $b_{тэс}(N_{тэс})$. Для такой системы характеристика $b_{экр}(N_{экр})$ еще более полого, чем агрегатные характеристики, и можно считать, что в небольшом диапазоне изменения нагрузки она будет горизонтальна.

Пусть для некоторого интервала Δt_i с $P_{си} = \text{const}$ величина $b_{экр}$ равна $\lambda_{гэс} q_{гэс}$. Это означает, что решению задачи соответствуют несколько значений мощности ГЭС N_1 и N_2 на рис. 10.5, б для двухагрегатной ГЭС. Рассмотрим эффективность увеличения нагрузки ГЭС с N_1 до N_2 и соответствующего снижения нагрузки ТЭС на $\Delta N_i = N_2 - N_1$. Повышение $N_{гэс}$ с N_1 до N_2 увеличит расход воды на $\Delta Q_{гэс}$

$$\Delta Q_{гэс i} = \int_{N_1}^{N_2} q_{гэс}(N_{гэс}) dN_{гэс}. \quad (10.25)$$

В координатах дифференциальной характеристики ГЭС $q_{гэс}$, $N_{гэс}$ приращению расхода $\Delta Q_{гэс i}$ соответствует площадь

фигуры $kabcdl$ или (рис. 10.5, б)

$$\Delta Q_{гэс i} = q_{гэс i} \Delta N_i + (S_1 - S_2). \quad (10.26)$$

При уменьшении нагрузки ТЭС на ΔN_i при $b_{экр} = \lambda_{гэс} q_{гэс} = \text{const}$ расход топлива за Δt_i уменьшится на следующую величину:

$$\Delta B_i = b_{экр i} \Delta t_i \Delta N_i \quad (10.27)$$

или с учетом ΔN_i из (10.26)

$$\Delta B_i = \frac{b_{экр i}}{q_{гэс i}} (\Delta Q_{гэс} - (S_1 - S_2)) \Delta t_i. \quad (10.28)$$

Принимая во внимание, что $W_{гэс}$ на сутки задан, необходимо в течение оставшейся части суток $T - \Delta t_i = \Delta t$ снизить нагрузку ГЭС на некоторое значение ΔN_i , которое обеспечивает равенство нулю выражения

$$\Delta Q_{гэс i} \Delta t_i - \Delta N_i q_{гэс i} \Delta t = 0, \quad (10.29)$$

где $q_{гэс i}$ — дифференциальный показатель ГЭС в интервале Δt .

Соответственно нагрузка ТЭС увеличится за Δt , что и приведет к увеличению расхода топлива на ΔB_i :

$$\Delta B_i = \Delta N_i b_i \Delta t = \frac{b_i}{q_{гэс i}} \Delta Q_{гэс i} \Delta t_i, \quad (10.30)$$

где $b_i = \lambda_{гэс} q_{гэс}$, а ΔN_i найдена из (10.29).

Изменение расхода топлива в системе от рассмотренного перераспределения нагрузок может быть найдено по формуле

$$\Delta B = \Delta B_i - \Delta B_t = \lambda_{гэс} (S_2 - S_1) \Delta t_i.$$

Поскольку $\lambda_{гэс}$ и Δt_i — произвольные величины, то можно сделать вывод, что при $S_2 > S_1$ изменение мощности ГЭС от N_2 до N_1 при $P_{си} = \text{const}$ приведет к экономии топлива, а при $S_2 < S_1$ — к его пережогу. Экономии и пережога не будет при $S_2 = S_1$.

К аналогичным выводам можно прийти, если учесть и негоризонтальность $b_{экр}(N_{экр})$, и большее число агрегатов на ГЭС.

Полученное правило оценки знака ΔB позволяет сравнительно легко находить и единственное (глобальное) решение задачи. Для этого следует проанализировать соотношение площадей S_1 [выше $b_{экр}(N_{экр})$] и S_2 [ниже $b_{экр}(N_{экр})$] при последовательном увеличении $N_{гэс}$ от наименьшей мощности, соответствующей условию (10.16) (т. е. N_1 на рис. 10.5, а), до наибольшей (N_4 на рис. 10.5, а). Решением задачи будет точка с $N_{гэс} = N_3$ на рис. 10.5, а.

Для упрощения поиска глобального решения для каждого значения P_c в расчетах используют так называемую спрямленную дифференциальную характеристику ГЭС. Для этого сначала проводят горизонтальную линию AB так, чтобы $\Delta B = 0$ или $S_1 = S_2$. Это означает, что на расходной характеристике ГЭС $q_{гэс}(N_{гэс})$

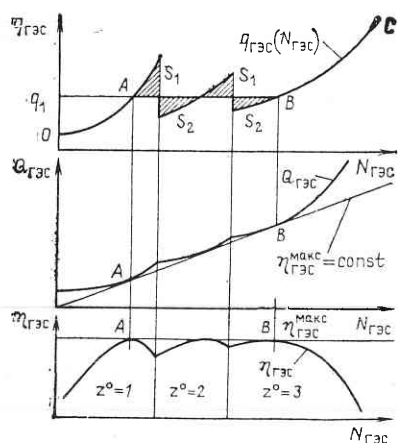


Рис. 10.6. Спрявленные энергетические характеристики ГЭС

величина его обычно настолько мала, что его пренебрегают. При спрямлении дифференциальной характеристики ГЭС необходимо учитывать ее особенности, определяемые неоптимальным включением агрегатов (рис. 10.5, в).

Потери расхода на пуск-остановку агрегатов ГЭС, так же как и разнотипность оборудования, относительно мало влияют на общий вид спрявленной характеристики.

Значительно сложнее решить задачу нахождения оптимального числа и состава включенного оборудования на ТЭС. Здесь необходимо учитывать потери топлива на пуск агрегатов, длительность самого пуска и ограниченную скорость набора и сброса нагрузки. Кроме того, надо также учитывать и изменение потерь мощности в сети, вызванное перераспределением нагрузки между станциями из-за пуска-остановки агрегатов. Таким образом, *задача выбора состава включенных агрегатов на ГЭС и тем более на ТЭС становится общесистемной, определяемой на основе расчета наиболее выгодного режима работы всех электростанций системы совместно.*

Общее решение такой задачи можно получить только численными методами. Принцип подхода к решению и его физический смысл можно пояснить так же, как и в аналогичной задаче для уровня ГЭС (см. гл. 5). Действительно, пусть известен состав включенного оборудования ТЭС и ГЭС в период максимума нагрузки системы. При снижении P_c целесообразность отключения того или иного агрегата ТЭС приближенно можно проверить по следующему известному условию из гл. 5.

Остановка j -го агрегата ТЭС, работавшего с $N_{aj} = N_a(b_{экр}),$ рациональна с точки зрения экономии топлива, если $b_{экр}^{уд} > b_{aj}^{уд}.$

соответствующий участок ее AB будет также прямолинейным (рис. 10.6).

Полученную кривую $OABC$ используют в оптимизационных расчетах. В силу горизонтальности $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ в зоне ABC все изменения нагрузки в системе будут в основном восприниматься ГЭС вплоть до достижения значения $N_{ГЭС}^{макс}(H_a).$

Для исключения многозначности (неопределенности) решения на ЭВМ при $q_{ГЭС} = q_1$ идут на представление участка AB в виде наклонной линии.

Конечно, использование спрявленной кривой $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$ может привести к некоторому пережогу топлива в системе. Однако

больше $b_{экр}(N_{ТЭС} - N_{aj}).$ Для пуска j -го агрегата должно выполняться условие $b_{экр} > b_{aj}^{уд}.$

Анализ соотношения $b_{экр}$ и $b_{aj}^{уд}$ позволяет найти оптимальный состав работающего оборудования ТЭС в любой момент времени.

Для ускорения поиска решения можно заранее проранжировать агрегаты ТЭС в порядке убывания $b_{aj}^{уд}.$

Как показывает опыт расчетов суточных режимов энергосистем, именно задача выбора оптимального состава работающего оборудования ТЭС может дать максимальный экономический эффект по сравнению, например, с задачей распределения нагрузки в системе (аналогия с задачами, рассмотренными в гл. 5).

Решение рассмотренной задачи существенно усложнится, если учесть необходимость пуска отключенных агрегатов в утреннее время при подъеме нагрузки, а также соблюдения заданного уровня надежности электроснабжения (наличия резервов в системе).

Задача оптимального распределения нагрузки в концентрированной энергосистеме с эквивалентной ТЭС и ГАЭС несовместного вида с обратимыми осевыми или диагональными агрегатами при $H_a = \text{const}$ в насосном и турбинном режимах. В качестве критерия оптимальности примем (10.1); ограничения (10.4), (10.5) учтем путем видоизменения дифференциальных характеристик насосных и турбинных агрегатов так, как это сделано в гл. 5 и 6. Будем далее считать режимы системы установившимися, а $P_c(t)$ — непрерывной функцией.

Пусть в течение суток ГАЭС один раз работает в режиме зарядки, обеспечивая закачку в верхнее водохранилище заданного объема воды $W_{ГАЭС}.$ Затем в режиме разряда этот объем воды полностью срабатывается, т. е. изопериметрические условия для ГАЭС примут вид

$$W_{ГАЭС}^H - \int_0^{t_H} Q_{ГАЭС}(t) dt = 0; \quad (10.31)$$

$$\int_0^{t_T} Q_{ГАЭС}(t) dt - W_{ГАЭС}^T = 0, \quad (10.32)$$

где t_H и t_T — число часов работы ГАЭС в насосном и турбинном режимах.

Условия баланса мощностей для тех же режимов

$$\varphi_H(t) = P_c(t) + N_{ГАЭС}^H(t) - \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}(t) = 0; \quad (10.33)$$

$$\varphi_T(t) = P_c(t) - N_{ГАЭС}^T(t) - \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}(t) = 0. \quad (10.34)$$

Целевая функция при этом примет вид

$$\Phi = B_c + \lambda_H(t) \varphi_H(t) + \lambda_T(t) \varphi_T(t) - \lambda_H Q_{ГАЭС}(t) + \lambda_T Q_{ГАЭС}(t) \rightarrow \min. \quad (10.35)$$

Примем в качестве расчетных переменных $N_{ТЭС}(t)$, $N_{Г\ddot{A}ЭС}^H(t)$, $N_{Г\ddot{A}ЭС}^T(t)$.

Используя для решения задачи условия Эйлера, получаем выражение для оптимального распределения нагрузки в энергосистеме с Г\ddot{A}ЭС:

турбинный режим

$$\begin{aligned} b_{ТЭС1}(t) &= b_{ТЭС2}(t) = \dots = b_{ТЭСm}(t) = \\ &= b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ}(t)) = \lambda_T q_{Г\ddot{A}ЭС}^T(t) = \lambda_T(t); \end{aligned} \quad (10.36)$$

насосный режим

$$\begin{aligned} b_{ТЭС1}(t) &= b_{ТЭС2}(t) = \dots = b_{ТЭСm}(t) = \\ &= b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ}(t)) = -\lambda_H q_{Г\ddot{A}ЭС}^H(t) = \lambda_H(t). \end{aligned} \quad (10.37)$$

Величины λ_T и λ_H — постоянны в течение рассматриваемых суток. Физический смысл λ_T аналогичен $\lambda_{ГЭС}$. λ_H характеризует собой топливную эффективность 1 м³ воды, закачиваемой в верхнее водохранилище. Для режима заряда Г\ddot{A}ЭС или НС получаем необходимые условия в следующем виде:

$$b_{ЭКВ}(N_{ЭКВ}(t)) - \lambda_H q_{Г\ddot{A}ЭС}^H(t) \rightarrow \min. \quad (10.38)$$

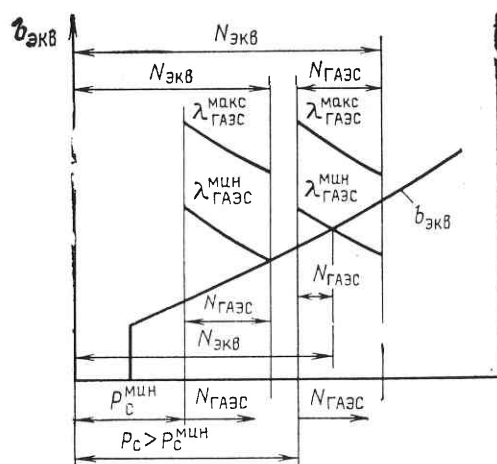


Рис. 10.7. Определение оптимального режима Г\ddot{A}ЭС в заряде

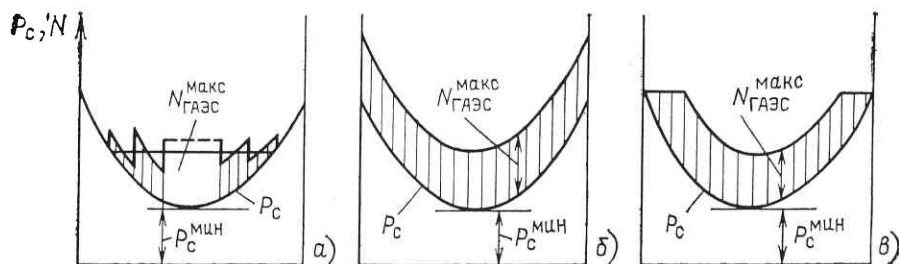


Рис. 10.8. Режимы заряда Г\ddot{A}ЭС с постоянным и переменным числом работающих агрегатов

Так как $q_{Г\ddot{A}ЭС}^H(N_{Г\ddot{A}ЭС}^H)$ (см. рис. 6.12) — убывающая кривая, то условию (10.38) будет соответствовать максимальная нагрузка Г\ddot{A}ЭС в насосном режиме (или НС) с учетом заданного объема $W_{Г\ddot{A}ЭС}^H$ (рис. 10.7). При этом минимальный объем закачиваемой за t_H воды будет соответствовать (рис. 10.8, а) режиму ТЭС, определяемому как

$$N_{ТЭС}(t) = P_c^{\min}(t) + N_{Г\ddot{A}ЭС}^{H,\min}(t) = \text{const.} \quad (10.39)$$

Для максимального объема $W_{Г\ddot{A}ЭС}^{H,\max}$ будем иметь (рис. 10.8, б)

$$N_{ТЭС}(t) = P_c(t) + N_{Г\ddot{A}ЭС}^{H,\max}(t) = \text{const.} \quad (10.40)$$

Промежуточному значению $W_{Г\ddot{A}ЭС}^H$ между $W_{Г\ddot{A}ЭС}^{H,\min}$ и $W_{Г\ddot{A}ЭС}^{H,\max}$ будет соответствовать режим Г\ddot{A}ЭС, показанный на рис. 10.8, в.

Если учесть в режиме заряда возможность регулирования числа включенных агрегатов, то нагрузка Г\ddot{A}ЭС будет меняться скачкообразно (рис. 10.8, а). При этом будут иметь место режимные потери топлива на ТЭС при обеспечении работы Г\ddot{A}ЭС с максимальным КПД в любом режиме. Вопрос о выборе режима заряда может быть решен только с помощью оценки всех возможных последствий от изменения режимов Г\ddot{A}ЭС.

Определение нагрузки ТЭС в режиме заряда Г\ddot{A}ЭС для $P_c^{\min}$ и $P_c > P_c^{\min}$ показано на рис. 10.7.

На рис. 10.9 даны в общем виде зависимости $W_{Г\ddot{A}ЭС}$ от λ_T и λ_H .

Выше в гл. 5 было показано, что учет в дифференциальных характеристиках ГЭС и Г\ddot{A}ЭС потерь мощности в напорных водоводах, дополнительных режимных потерь за счет переменного напора и изменения уровней бьефов приводит как к повышению абсолютных значений $q_{ГЭС}$, так и к увеличению наклона $q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$. В результате снижается эффективность работы ГЭС с переменной нагрузкой и увеличивается пережог топлива в системе по сравнению со случаем постоянного напора на агрегатах ГЭС при заданном значении $W_{ГЭС}$.

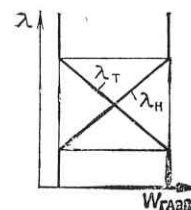
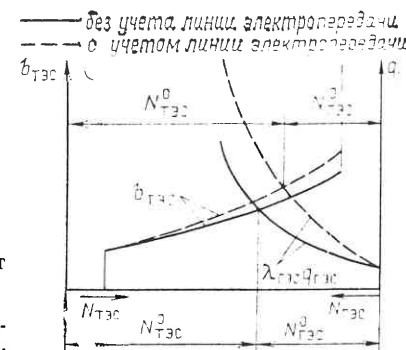


Рис. 10.9. Зависимости λ_T и λ_H от $W_{Г\ddot{A}ЭС}$

Рис. 10.10. Учет влияния потерь мощности в линиях электропередачи на распределение нагрузки в системе



10.4. ОБЩИЙ СЛУЧАЙ РАБОТЫ ГЭУ В СУТОЧНОМ ГРАФИКЕ НАГРУЗКИ

Обобщим полученные выше результаты для простейшего случая работы одной ГЭС или ГАЭС в концентрированной энергосистеме на более сложные.

Распределение активных нагрузок в энергосистеме одной ГЭС или ГАЭС при заданной схеме линии электропередачи. В этом случае условие баланса нагрузок в системе запишется в виде

$$\sum_{\gamma=1}^S P_{\gamma}(t) - N_{\text{ГЭС}}(t) - \sum_{j=1}^m N_{\text{ТЭС } j}(t) + \Delta P_c(t) = \varphi(t) = 0, \quad (10.41)$$

где $P_{\gamma}(t)$ — нагрузка γ -го узла систем; ΔP_c — потери мощности в линиях электропередачи, рассчитываемые по формуле

$$\Delta P_c = \sum_{\omega=1}^l r_{\omega} \frac{N_{\omega}^2 + \theta_{\omega}^2}{U_{\omega}}, \quad (10.42)$$

где r_{ω} — активное сопротивление ω -го участка, Ом, линии электропередачи, через которую пропускается поток активной N_{ω} , МВт, и реактивной θ_{ω} , Мвар, мощности при постоянном напряжении U_{ω} , кВ.

Необходимые условия оптимального распределения активных нагрузок в системе примут вид

$$\left. \begin{aligned} b_{\text{ТЭС } j}(t) (1 - \sigma_{P1}^P(t)) - b_{P1}(t) (1 - \sigma_{Pj}^P(t)) &\rightarrow \min; \\ \lambda_{\text{ГЭС}} q_{\text{ГЭС}}(t) (1 - \sigma_{P1}^P(t)) - b_{P1}(t) (1 - \sigma_{\text{ГЭС } P}^P(t)) &\rightarrow \min. \end{aligned} \right\} \quad (10.43)$$

Для допустимой зоны они могут быть представлены в следующем виде:

$$\frac{b_{\text{ТЭС } j}(t)}{1 - \sigma_{P1}^P(t)} = \lambda_{\text{ГЭС}} \frac{q_{\text{ГЭС}}(t)}{1 - \sigma_{\text{ГЭС } P}^P(t)} = \frac{b_{\text{ТЭС } 1}(t)}{1 - \sigma_{P1}^P(t)}, \quad (10.44)$$

где σ_{Pj}^P и $\sigma_{\text{ГЭС } P}^P$ — относительные приросты потерь активной мощности в линиях электропередачи,

$$\sigma_{Pj}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial N_{\text{ТЭС } j}}; \quad \sigma_{\text{ГЭС } P}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial N_{\text{ГЭС}}}. \quad (10.45)$$

Значения σ_{Pj}^P и $\sigma_{\text{ГЭС } P}^P$ показывают, насколько изменятся потери активной мощности в линиях электропередачи при увеличении (уменьшении) нагрузки j -й ТЭС или ГЭС и как следствие этого перераспределяться потоки мощности в электропередаче.

В (10.44) опущены множители $\lambda(t)$, которые вводятся для соблюдения баланса активной нагрузки в системе и могут принимать любые значения, кроме нулевых. Вместо них введен относитель-

ный прирост балансирующей станции (здесь ТЭС1). Для нее обычно можно считать, что $\sigma_{P1}^P(t) \equiv 0$.

Запишем (10.44) в следующем виде:

$$b_{\text{ТЭС } j}(t) k_j(t) = \lambda_{\text{ГЭС}} q_{\text{ГЭС}}(t) k_{\text{ГЭС}}(t) = b_1(t) k_1(t), \quad (10.46)$$

где k_j , $k_{\text{ГЭС}}$ и k_1 — поправочные коэффициенты,

$$\left. \begin{aligned} k_j(t) &= (1 - \sigma_{Pj}^P(t))^{-1}; \\ k_{\text{ГЭС}}(t) &= (1 - \sigma_{\text{ГЭС } P}^P(t))^{-1}; \\ k_1(t) &= (1 - \sigma_{P1}^P(t))^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (10.47)$$

Численные значения σ_{Pj}^P и $\sigma_{\text{ГЭС } P}^P$ меньше 1, т. е. $k_j > 1$ и $k_{\text{ГЭС}} > 1$. Таким образом, учет потерь в сетях увеличит $b_{\text{ТЭС } j}$ и $q_{\text{ГЭС}}$. При этом электростанции, удаленные от основных узлов нагрузки, будут иметь, как правило, большие значения относительных приростов потерь в сетях. Для таких станций $\sigma_{\text{ГЭС } P}^P$ линейно зависят от нагрузки

$$\sigma_{\text{ГЭС } P}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial N_{\text{ГЭС}}} = \frac{2N_{\text{ГЭС}} r}{u^2}. \quad (10.48)$$

Чем больше σ_{Pj}^P или $\sigma_{\text{ГЭС } P}^P$, тем меньшую нагрузку будет воспринимать рассматриваемая j -я ТЭС или ГЭС (рис. 10.10).

Учет ограниченной пропускной способности линии электропередачи и потерь активной мощности в них усложняет задачу поиска оптимального распределения нагрузки в энергосистеме. Связано это с необходимостью решения сетевой задачи по расчету потоков мощности в линиях при заданных P_{γ} , $\gamma=1, \dots, s$; $N_{\text{ТЭС } j}$, $j=1, \dots, m$; $N_{\text{ГЭС}}$.

Если в расчете не учитывать потери мощности в линиях электропередачи, то необходимость соблюдения баланса реактивных нагрузок в системе не повлияет на полученные выше результаты. Рассмотренные выше необходимые условия оптимального распределения активной нагрузки в системе с ГЭС (при постоянном напоре) наглядно реализуются в виде схемы решения на аналоговой ЭВМ.

В качестве примера на рис. 10.11 и 10.12 представлены структурные схемы решения последовательно усложняющихся задач.

На рис. 10.11 реализованы условия (10.18) для постоянного состава эквивалентной ТЭС в ночной и дневной период. Устойчивость получаемого решения обеспечивается использованием в схеме метода малого параметра, для чего (10.18) преобразуются к виду

$$b_{\text{ЭКВ}}(N_{\text{ЭКВ}}(t)) - \lambda_{\text{ГЭС}} q_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}}(t)) = - \frac{1}{\mu} \frac{dN_{\text{ЭКВ}}}{dt}, \quad (10.49)$$

где μ — константа, подбираемая эмпирическим путем.

На рис. 10.12, б представлена структурная схема расчета оптимального суточного режима системы с ГЭС и пятью ТЭС с заданной сетью (рис. 10.12, а) на основе реализации условия (10.44).

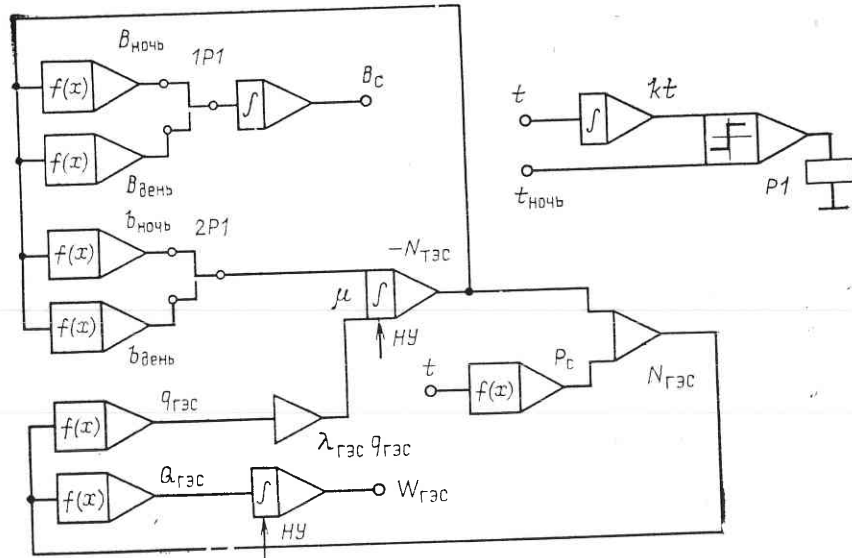


Рис. 10.11. Структурная схема расчета суточного режима энергосистемы с ГЭС и эквивалентной ТЭС

Первой особенностью этой задачи является необходимость выполнения баланса нагрузок в узлах системы

$$\psi_{\gamma}(t) = P_{\gamma}(t) - \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}(t) - N_{ГЭС}(t) + N_{перет_{\gamma}}(t) - N_{перет_{\gamma}}(t) = 0, \quad (10.50)$$

где P_{γ} — нагрузка в γ -м узле системы; $+N_{перет_{\gamma}}$ — общий приток мощности от γ -го узла к смежным; $-N_{перет_{\gamma}}$ — общий приток мощности к γ -му узлу от смежных.

Если к γ -му узлу подходит n линий, то

$$+N_{перет_{\gamma}}(t) = \sum_{v=1}^{\alpha} \Delta N_{л_{\gamma v}}(t); \quad (10.51)$$

$$-N_{перет_{\gamma}}(t) = - \sum_{v=\alpha+1}^n \Delta N_{л_{\gamma v}}(t). \quad (10.52)$$

Таким образом, в задаче появляются новые расчетные переменные — потоки мощности по линиям электропередачи, это вторая особенность задачи.

Для решения задачи преобразуем балансовые условия по системе и γ -му узлу к виду

$$\begin{aligned} \psi(t) &= \sum_{\gamma=1}^n P_{\gamma}(t) - \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}(t) - N_{ГЭС}(t) - \Delta N_{л}(t) = \\ &= - \frac{1}{\mu} \frac{dN_{ТЭС1}}{dt}; \end{aligned} \quad (10.53)$$

$$\psi_{\gamma}(t) = - \frac{1}{\mu} \frac{d\Delta N_{л_{\gamma 1}}}{dt}, \quad \gamma = 1, 2, \dots, n, \quad (10.54)$$

где $\Delta N_{л_{\gamma 1}}$ — переток по какой-то условно принятой первой линии электропередачи для γ -го узла нагрузки.

На рис. 10.12 перетоки ΔN_6 и ΔN_7 однозначно определяются режимами $N_{ТЭС5}$ и $N_{ГЭС}$ и не входят в число расчетных переменных. Знаки ΔN_i , $i=1, 2, \dots, 7$, соответствуют стрелкам на рис. 10.12, а, что сделано для однозначности записи уравнений баланса мощности в каждом узле.

Предполагается, что в схеме используются дифференциальные характеристики ГЭС и ТЭС с учетом потерь в сетях (т. е. с $\sigma_{ТЭСР}^P$ и $\sigma_{ГЭСР}^P$).

Представленные на рис. 10.11 и 10.12 схемы просты и наглядны и могут быть использованы для исследования влияния различных параметров на режимы ГЭС.

Одновременное распределение активной и реактивной мощности в системе с учетом потерь в линиях электропередачи означает необходимость учета баланса реактивных мощностей:

$$\sum_{j=1}^s \Theta_{\gamma}(t) - \Theta_{ГЭС}(t) - \sum_{j=1}^m \Theta_{ТЭСj}(t) + \Delta \Theta_c(t) = \psi(t) = 0, \quad (10.55)$$

где Θ_{γ} — реактивная нагрузка γ -го узла; $\Delta \Theta_c$ — потери реактивной мощности в сети, рассчитываемые по формуле

$$\Delta \Theta_c = \sum_{\omega=1}^r x_{\omega} \frac{N_{\omega}^2 + \Theta_{\omega}^2}{u_{\omega}^2}, \quad (10.56)$$

где x_{ω} — реактивное сопротивление, Ом, ω -го участка линии электропередачи.

Соответственно в целевую функцию необходимо будет ввести новое слабое $\mu(t)\psi(t)$, где $\mu(t)$ — неопределенный множитель Лагранжа. Кроме того, следует учитывать балансы тока [для $\varphi(t)$] и напряжения [для $\psi(t)$] в каждом γ -м узле нагрузки и линии электропередачи.

Необходимые условия оптимального распределения активной и реактивной нагрузок в системе для допустимой зоны нагрузок будут складываться следующим образом. Для активной нагрузки системы они будут соответствовать (10.46), где k_j следует рассчитывать по формуле

$$k_j(t) = \frac{1}{1 - \sigma_{Pj}^P(t) - \frac{\sigma_{Pj}^{\theta} \sigma_{\theta j}^P}{1 - \sigma_{\theta j}^{\theta}}} > 1. \quad (10.57)$$

Аналогично рассчитывается и $k_{ГЭС}$.

В (10.57) относительные приросты σ_{Pj}^P , σ_{Pj}^{θ} , $\sigma_{\theta j}^P$, $\sigma_{\theta j}^{\theta}$ соответствуют относительным приростам потерь активной и реактивной мощности в сети при единичном изменении нагрузки j -й станции или ГЭС

$$\sigma_{Pj}^{\theta} = \frac{\partial \Theta_c}{\partial N_j}; \quad (10.58)$$

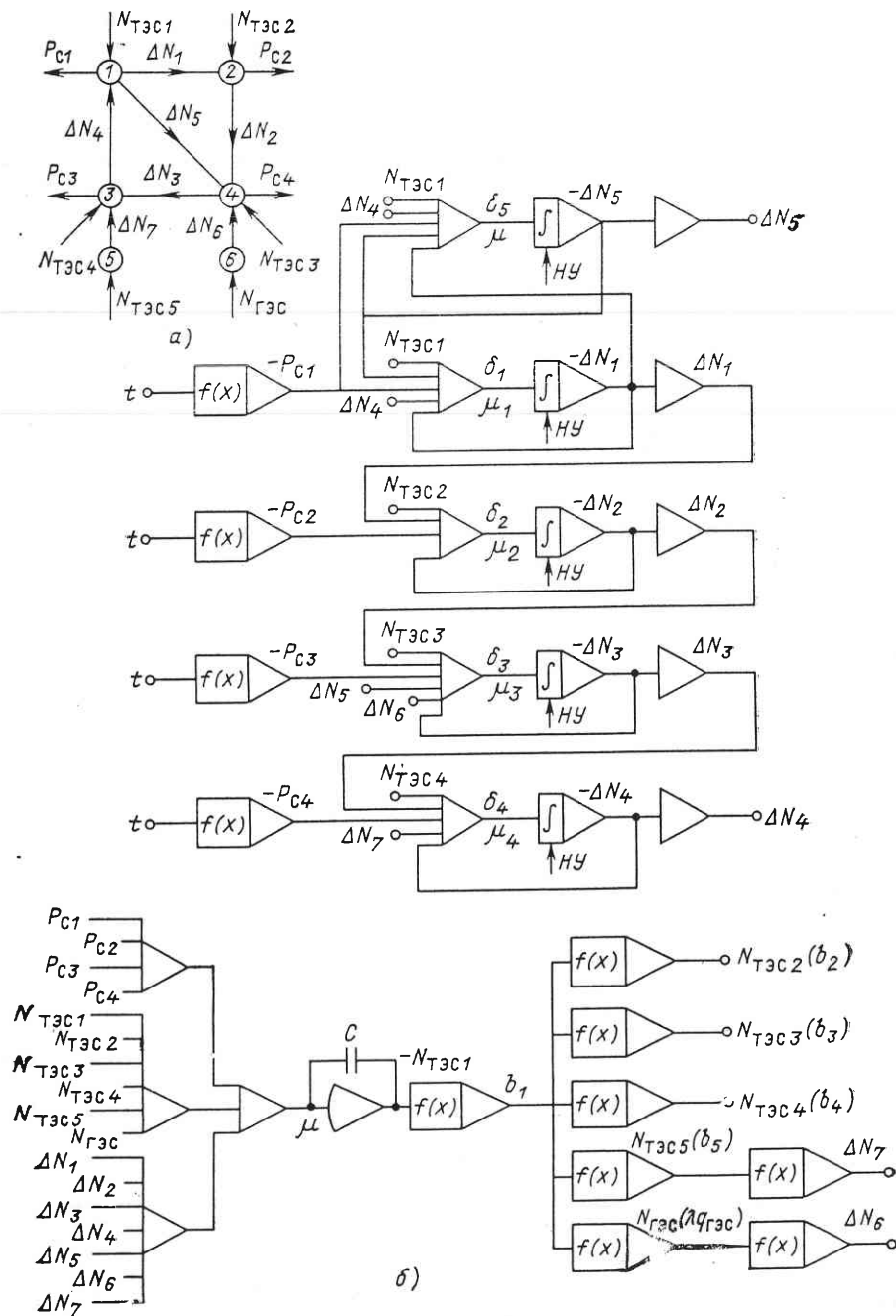


Рис. 10.12. Структурная схема расчета оптимального суточного режима энергосистемы с учетом линий электропередачи

$$\sigma_{\theta j}^{\theta} = \frac{\partial \Delta \theta_c}{\partial \theta_j}; \quad (10.59)$$

$$\sigma_{\theta j}^P = \frac{\partial \Delta P_c}{\partial \theta_j}. \quad (10.60)$$

Так как все рассмотренные в (10.58)–(10.60) значения σ_P^P меньше 1, то вполне очевидно, что все $k_j(t)$ в (10.57) будут больше 1 и больше чем $k_j(t)$, рассчитанные по (10.47).

Это означает увеличение соответствующих значений $b_{ТЭСj}$ и $q_{ГЭС}$ и как следствие снижение нагрузки на удаленные станции.

Для распределения реактивной мощности системы в (10.46) в качестве $k_j(t)$ и $k_{ГЭС}$ можно использовать следующее выражение:

$$k_j(t) = \frac{\frac{\sigma_{\theta j}^P(t)}{1 - \sigma_{Pj}^P(t)}}{1 - \sigma_{\theta j}^{\theta}(t) - \frac{\sigma_{Pj}^{\theta}(t) \sigma_{\theta j}^P(t)}{1 - \sigma_{Pj}^P(t)}}, \quad (10.61)$$

$j = 1, 2, \dots, m$.

Таким образом, для одновременного распределения активной и реактивной нагрузок в системе задача еще более усложняется из-за необходимости соблюдения баланса напряжений в узлах нагрузки и появления дополнительной системы уравнений вида (10.46), где k_j и $k_{ГЭС}$ рассчитываются по (10.61).

Решение такой задачи возможно только итерационным путем. Усложняется и определение относительных потерь мощности в линиях электропередачи.

Неучет баланса реактивных мощностей в системе, как правило, больше всего сказывается на изменении режима работы удаленных станций. Без учета указанного баланса нагрузка таких станций несколько завышается.

Распределение только реактивной мощности в сети. Оптимальные режимы ТЭС и ГЭС можно найти по формуле

$$\frac{\sigma_{\theta j}^P(t)}{1 - \sigma_{\theta j}^{\theta}(t)} = \frac{\sigma_{\theta ГЭС}^P(t)}{1 - \sigma_{\theta ГЭС}^{\theta}(t)} = \frac{\sigma_{\theta 1}^P(t)}{1 - \sigma_{\theta 1}^{\theta}(t)}. \quad (10.62)$$

Это условие справедливо и для распределения нагрузки между источниками реактивной мощности.

В реальных условиях напряжение неодинаково в разных точках энергосистемы, что приведет к изменению относительных приростов потерь в сетях каждой станции от 3–5 % и выше; особенно это относится к σ_{θ}^{θ} и σ_P^{θ} .

Из-за одновременности процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии любое изменение режима станций сразу же сказывается на качественных показателях работы потребителей электроэнергии. Например, при снижении напряжения в узлах ухудшаются коммунально-бытовые условия.

Вследствие этого более правильным было бы нахождение оптимального режима электростанций совместно с учетом интересов потребителей энергии. Это потребует, очевидно, и введения иного критерия оптимальности, в том числе и векторного. Учет интересов потребителей энергии во многом мог бы изменить

$P_c^{\text{мин}}$ — выпукла и имеет параболический вид. Эта кривая позволяет определять суточный режим любой электростанции при ее размещении в графике нагрузки в виде некоторой зоны, ограниченной по мощности горизонтальными линиями.

Пусть, например, задана максимальная рабочая мощность l -й ГЭС N_l и ее суточная выработка $\mathcal{E}_l$. Для определенности пусть $\mathcal{E}_l = \mathcal{E}_2(N_2) - \mathcal{E}_1(N_1)$, а $N_l = N_2 - N_1$. Тогда решением задачи будет зона графика нагрузки, размещенная между горизонтальными линиями, соответствующими пиковым мощностям N_2 и N_1 . Это означает, что прямоугольный треугольник abc с катетами $\mathcal{E}_l$, N_l совместится с треугольником $a'b'c'$ на интегральной кривой.

Наиболее широко интегральная кривая нагрузки используется при проектировании ГЭС и ГАЭС, причем отличие полученного по ней режима ГЭС или ГАЭС от оптимального (см. § 10.3) тем меньше, чем больше ограничений накладывается на их режимы и чем меньше удельный вес этих станций в энергосистеме.

Правомерность использования интегральной кривой для расчетов суточных режимов подтверждается и следующим положением. Предположим, что в качестве изопериметрического условия работы ГЭС или ГАЭС вместо (10.9) задано

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} - \int_0^T N_{\text{ГЭС}}(t) dt = 0. \quad (10.66)$$

Тогда необходимое условие оптимального распределения нагрузки в системе для турбинного режима примет вид

$$b_{\text{экр}}(N_{\text{экр}}(t)) = \lambda_T = \lambda_T(t) = \text{const}, \quad (10.67)$$

а для насосного

$$b_{\text{экр}}(N_{\text{экр}}(t)) = -\lambda_H = \lambda_H(t) = \text{const}, \quad (10.68)$$

т. е. наиболее оптимальным является режим ТЭС с максимальной постоянной мощностью в течение суток с учетом ограничений режимов ГЭС и ТЭС, что и реализуется на интегральной кривой нагрузки.

Рассмотренный способ приближенного расчета суточного режима ГЭС достаточно нагляден. Однако он применим только при расположении станции в разных зонах графика нагрузки и независимости режимов разных ТЭС и ГЭС друг от друга. В противном случае возможно получение ситуации, показанной на рис. 10.14, а. Здесь треугольники abc и def для двух ГЭС (l -й и $l+1$ -й) взаимно «перекрывают» друг друга на интегральной кривой нагрузки. В этом случае требуется принятие дополнительных условий для определения режимов каждой ГЭС.

Например, на рис. 10.14, б принято условие максимального участия двух ГЭС в покрытии пиковой части графика нагрузки. В связи с этим $(l+1)$ -я ГЭС, как обладающая большими возможностями регулирования, будет работать как в пиковой, так и в

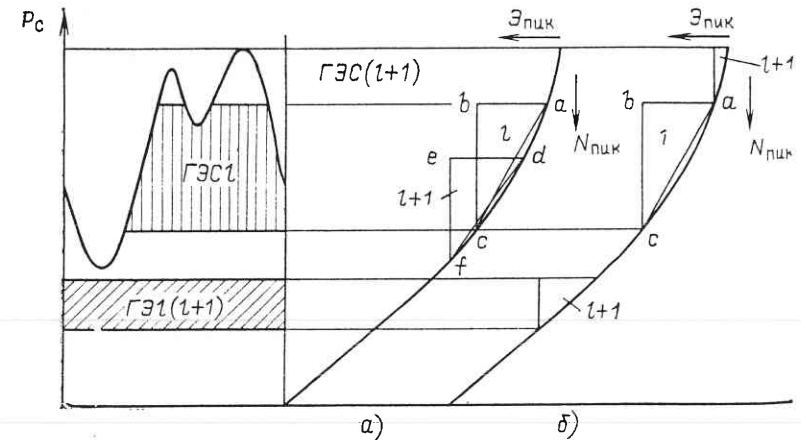


Рис. 10.14. Расчет режима группы ГЭС по интегральной кривой нагрузки

базовой части графика нагрузки системы. Точно так же можно определять и режимы группы ГЭС при заданном порядке их размещения в графике нагрузки системы и известных максимальных рабочих мощностях.

Следует предостеречь от характерной ошибки в расчетах режимов группы ГЭС, для каждой из которых заданы $\mathcal{E}_l$ и N_l , возникающей в случае, когда совместный режим этих станций определяют по общему «треугольнику» с катетами, равными сумме всех $\mathcal{E}_l$ и N_l . Подобный прием можно применять либо только для базисной части графика нагрузки системы, либо при априорной уверенности в том, что все частные треугольники с катетами $\mathcal{E}_l$ и N_l размещаются в зоне существования общего треугольника независимо друг от друга.

Режимы заряда ГАЭС также можно определять по интегральной кривой, связывающей между собой площадь «провала» графика нагрузки $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ с соответствующей ей используемой мощностью $N_{\text{пр}}$ (см. рис. 10.13). Для построения указанной интегральной кривой задаются постоянной мощностью ТЭС, равной сумме $P_c^{\text{мин}}$ и $N_{\text{пр}}$, и определяют $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \int_0^{N_{\text{пр}}} t(N_{\text{пр}}) dN_{\text{пр}}. \quad (10.69)$$

Расчет режима $N_{\text{ГАЭС}}^H(t)$ по $\mathcal{E}_{\text{пр}}(N_{\text{пр}})$ проводится далее так же, как и для режима ГЭС, рассмотренного выше. Однако здесь задаются $N_{\text{пр}}^{\text{макс}} = N_{\text{ГАЭС}}^{\text{макс}}$ и $\mathcal{E}_{\text{зар}} = \mathcal{E}_{\text{пр}}$. Кроме того, режим ГЭС будет переменным во времени при ограниченной мощности $N_{\text{ГАЭС}}$. Мощность ТЭС для режима заряда следует рассчитывать как сумму $P_c(t)$ и $N_{\text{ГАЭС}}(t)$, найденной по $\mathcal{E}_{\text{пр}}(N_{\text{пр}})$.

10.6. ОСОБЫЕ СЛУЧАИ РАСЧЕТА КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭУ

Разнообразие видов ГЭУ и особенностей их режимов приводит к необходимости использования в расчетах критериев оптимальности и способов расчета, режимов, отличающихся от рассмотренных в § 10.3—10.5.

Примером такого случая может быть электрическое компенсирующее регулирование, когда часть ГЭС системы работает по режиму максимума использования своей подведенной мощности, а другие определяют свой режим на основе общесистемных требований, в частности максимума выравнивания режимов ТЭС или АЭС в течение суток.

Для каскада ГЭС, работающих в составе ВХС, требования последней могут во многом определять и возможности электрического регулирования. Примером могут служить режимы вынужденных холостых сбросов для судоходства и рыбного хозяйства, максимальное выравнивание режимов ГЭС в течение суток по требованиям ВХС и охраны окружающей среды и т. д.

Все это ограничивает регулировочный диапазон участия ГЭС в суточном графике нагрузки и приводит к необходимости решения совершенно новых задач, отличных от рассмотренных выше, в частности к расчету оптимального суточного режима группы ГЭС при известном их суммарном графике работы или заданных попусках в каскаде по требованиям ВХС. Другими словами, требуется найти такой режим каждой ГЭС $N_{ГЭС}(t)$, который обеспечил бы покрытие заданного графика их суммарной нагрузки

$$N_{ГЭС}(t) - \sum_{l=1}^n N_{ГЭС l}(t) = 0. \quad (10.70)$$

при известной бытовой приточности, заданных характеристиках ГЭС и ограничениях их режимов.

Критериями оптимальности в этой задаче могут быть минимум использования подведенной энергии $\mathcal{E}_{ГЭС}^{под}$ или стока $W_{ГЭС}$ за период T

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^{под} = \int_0^T \left(\sum_{l=1}^m N_{ГЭС l}^{под}(t) \right) dt \rightarrow \min \quad (10.71)$$

или

$$W_{ГЭС} = \int_0^T Q_{ГЭС l}(t) dt \rightarrow \min, \quad (10.72)$$

где

$$N_{ГЭС l}^{под} = 9,81 Q_{ГЭС l} H_{ГЭС l}. \quad (10.73)$$

Если водохранилища ГЭС имеют комплексное назначение, то в качестве критерия оптимальности может, например, использоваться условие максимальной экономии водных ресурсов в кас-

каде или в каком-либо водохранилище за заданный период T или в интервале $\Delta t \in T$.

Для решения поставленной задачи следует применять методы и приемы, описанные в § 10.3 и 10.4, с учетом конкретных особенностей ГЭС. В частности, необходимое условие оптимального распределения $N_{ГЭС}(t)$ для группы изолированных ГЭС и в каскаде с $\tau_{доб} \gg T$ для критерия (10.72) примет вид

$$q_{ГЭС 1}(t) = q_{ГЭС 2}(t) = \dots = q_{ГЭС n}(t) = \lambda(t). \quad (10.74)$$

Для критерия (10.71) будем иметь

$$H_{ГЭС 1} q_{ГЭС 1}(t) = \dots = H_{ГЭС n} q_{ГЭС n}(t) = \lambda(t), \quad (10.75)$$

где

$$q_{ГЭС n} = \frac{\partial Q_{ГЭС n}}{\partial N_{ГЭС n}} \text{ при } H_{ГЭС n} = \text{const.} \quad (10.76)$$

Дифференциальные показатели, входящие в (10.74) и (10.75), различаются между собой способом их расчета.

Условия оптимального распределения $N_{ГЭС}$ значительно усложняются для каскада с малыми значениями $\tau_{доб}$ и при необходимости учета баланса расходов в каскаде.

Сделанные выводы будут справедливы и для случая работы одной или нескольких ГЭС на изолированную нагрузку. Для ГЭС, работающей по заданному графику попусков в нижнем бьефе, критерий оптимальности — максимум выработки электроэнергии соответствует решению задачи внутростанционной оптимизации с переменным напором.

В некоторых случаях группа ГЭС на разных притоках рассматриваемого речного бассейна должна обеспечить в заданном створе суммарный график попусков $Q_{н.б}(t)$ или объемов стока $W_{н.б}$ за период T . Переменными здесь являются расходы ГЭС во времени, т. е. $Q_{ГЭС}(t)$.

При малых значениях $\tau_{доб}$

$$Q_{н.б}(t) = \sum_{l=1}^n Q_{н.б l}(t). \quad (10.77)$$

Допустим, что известны приточность к створам ГЭС, их энергетические характеристики и ограничения режима. В этом случае ГЭС должны загружаться в порядке, обратно пропорциональном их напорам. Если по условиям ВХС все ГЭС должны работать одновременно, то необходимые условия оптимального распределения общего графика попусков $Q_{н.б}(t)$ по критерию (10.71) будут соответствовать выражению

$$\frac{Q_{ГЭС 1}(t)}{H_{ГЭС 1}} = \dots = \frac{Q_{ГЭС n}(t)}{H_{ГЭС n}} = \lambda(t), \quad (10.78)$$

т. е. значения попусков в нижние бьефы должны быть обратно пропорциональны напорам.

Для критерия максимума выработки n ГЭС при заданном общем графике пусков $Q_{н.б}(t)$ необходимые условия оптимального распределения нагрузки соответствуют условию (10.74), где $q_{гэс1}$ рассчитывается по формулам, рассмотренным в гл. 5.

Для каскада контррегулирующих станций (например, Нурекская и Байпазинская, Саяно-Шушенская и Майнская) ставится задача максимального участия верхней ГЭС1 в графике нагрузки при полном выравнивании графика расходов в нижнем бьефе ГЭС2 (векторная двухцелевая задача) для заданного объема стока в каскаде $W_{кас}$ за период T (сутки, неделя). ГЭС1, обычно высоконапорные, имеющие водохранилища длительного регулирования и $z_{в.б} = \text{const}$ для суток, недели; ГЭС2 — низконапорные, краткосрочного регулирования со значительными изменениями напоров в течение суток, недели.

Расчет режимов контррегулирующего каскада может производиться вначале отдельно для ГЭС1 и ГЭС2 следующим образом. Для известного объема стока $W_{кас}$ за период T при условиях равномерной сработки водохранилища ГЭС2 определяются выработка ГЭС1 и ее режим в графике нагрузки по интегральной кривой. Тем самым находится график пусков ГЭС1 $Q_{н.б1}(t)$. При известном требовании $Q_{н.б2} = \text{const}$ находится расход водохранилища ГЭС2 $Q_{в2}(t)$, т. е.

$$Q_{в2}(t) = Q_{н.б2} - Q_{н.б1}(t), \quad (10.79)$$

и, следовательно, режим станции в целом. Далее уточняется и корректируется режим каскада с учетом графика $Q_{в2}(t)$.

Наличие тесной связи режимов ГЭС контррегулирующего каскада позволяет построить и эквивалентную энергетическую характеристику каскада $N_{кас}(z_{в.б1}, z_{в.б2}, Q_{гэс1})$.

В современных условиях существуют ограничения по расходу некоторых видов органического топлива. Математически это может быть выражено с помощью условий (10.23) и (10.24). Необходимость преимущественного использования какого-либо топлива может быть реализована путем введения весовых коэффициентов или стоимостных показателей в уравнение (10.24).

Органическое топливо в отличие от гидроэнергии — невозобновляющийся источник энергии. Поэтому методически сложно сравнивать количество израсходованной потенциальной энергии на ТЭС и ГЭС. Но если учитывать энергетические возможности, заложенные в органическом топливе, то эффективнее использование критерия минимума потребления подведенной энергии ТЭС

$$\mathcal{E}_c^{\text{под}} = \int_0^T \sum_{j=1}^m N_{ТЭСj}^{\text{под}}(t) dt \rightarrow \min \quad (10.80)$$

при заданном значении $\mathcal{E}_{гэс}^{\text{под}}$

$$\mathcal{E}_{гэс}^{\text{под}} - \int_0^T N_{гэс}^{\text{под}}(t) dt = 0, \quad (10.81)$$

при

$$N_{ТЭС}^{\text{под}} = 8140 B; \quad (10.82)$$

$$N_{гэс}^{\text{под}} = 9,81 Q_{гэс} H_{гэс} \quad (10.83)$$

для $N_{ТЭС}^{\text{под}}$ и $N_{гэс}^{\text{под}}$ — в киловаттах; $Q_{гэс}$ — в кубических метрах в секунду; $H_{гэс}$ в метрах и B — в тоннах условного топлива в час.

В этом случае дифференциальные показатели ТЭС и ГЭС по подведенной мощности могут быть найдены по следующим выражениям:

$$b_{ТЭС}^{\text{под}} = \frac{\partial N_{ТЭС}^{\text{под}}}{\partial N_{ТЭС}} = 8140 \frac{\partial B_{ТЭС}}{\partial N_{ТЭС}} = 8140 b_{ТЭС}; \quad (10.84)$$

$$q_{гэс}^{\text{под}} = \frac{\partial N_{гэс}^{\text{под}}}{\partial N_{гэс}} = 9,81 H_{гэс} \frac{\partial Q_{гэс}}{\partial N_{гэс}} = 9,81 H_{гэс} q_{гэс}. \quad (10.85)$$

Величины $b_{ТЭС}^{\text{под}}$ и $q_{гэс}^{\text{под}}$ — безразмерны, что значительно упрощает анализ энергетических показателей разных видов станций.

Использование безразмерных показателей позволяет более просто рассчитывать дифференциальные характеристики и показатели любых станций на основе характеристик потерь мощности каждого этапа преобразования энергии на электростанции. Действительно,

$$b_{ТЭС}^{\text{под}} = \frac{\partial N_{ТЭС}^{\text{под}}}{\partial N_{ТЭС}} = 1 - \sum_{j=1}^m \frac{\partial \Delta N_{ТЭСj}}{\partial N_{ТЭС}}; \quad (10.86)$$

$$q_{гэс}^{\text{под}} = \frac{\partial N_{гэс}^{\text{под}}}{\partial N_{гэс}} = 1 - \sum_{l=1}^n \frac{\partial \Delta N_{гэсл}}{\partial N_{гэс}}. \quad (10.87)$$

Необходимые условия оптимального распределения нагрузки системы по критерию (10.86) будут выглядеть следующим образом:

$$8140 b_{\text{эвб}}(t) = \lambda_{гэс} 9,81 H_{гэс} q_{гэс}(t) = \lambda(t) \quad (10.88)$$

$$\text{или } b_{\text{эвб}}(t) = \lambda_{гэс} \lambda^{\text{под}} q_{гэс}(t) = \lambda_c^{\text{под}} q_{гэс}(t) = \lambda(t), \quad (10.89)$$

где

$$\lambda^{\text{под}} = \frac{9,81 H_{гэс}}{8140} \text{ и } \lambda_c^{\text{под}} = \lambda_{гэс} \lambda^{\text{под}}.$$

Из (10.88) следует, что $|\lambda_{гэс}|$ находится в пределах 1. Для $\lambda_{гэс} = 1$ получаем условие «равноценности» ГЭС и ТЭС без ограничения расхода топлива на них, что соответствует краткосрочным режимам водохранилищ многолетнего регулирования. Многоводные годы соответствуют $\lambda_{гэс} < 1$, маловодные — более 1.

При этом чем больше $H_{гэс}$, тем меньше их нагрузка по критерию (10.80).

Наличие одинаковой размерности переменных позволяет оценить и КПД использования подведенной энергии системы

$$\eta_c^{\text{под}} = \frac{\mathcal{E}_c}{\mathcal{E}_c^{\text{под}}} = \frac{\mathcal{E}_c}{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{под}} + \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}}. \quad (10.90)$$

Значения $\eta_c^{\text{под}}$ будут находиться в пределах от $\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{под}}$ (малые значения 30—40 %) до $\eta_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}$ (большие значения до 85—90 %) при условии, что

$$\eta_{\text{ГЭС}}^{\text{под}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{под}}}; \quad (10.91)$$

$$\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{под}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{под}}} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{ТЭС}}^{\text{под}}}. \quad (10.92)$$

Подобная постановка задачи направлена на экономию энергоресурса системы в целом (в кВт·ч) и значительно упрощает многие расчеты из-за одинаковой размерности переменных.

Особое место в задаче краткосрочной оптимизации режима энергосистемы занимают ПЭС и ГАЭС.

Возможности однобассейновых ПЭС без использования насосного режима в участии регулирования графика нагрузки системы ограничены.

В современных объединенных энергосистемах с блочными крупными теплоагрегатами резко возрастает эффективность использования ГАЭС в качестве резерва мощности и энергии системы. Сопоставительные расчеты, проведенные в разных странах, показали, что при этом резко уменьшается возможность «развала» системы, т. е. повышается ее надежность и «живучесть». Экономическая эффективность подобного режима использования ГАЭС объясняется и тем, что в денежном выражении ущерба по мощности в современных условиях могут значительно превосходить ущербы по энергии.

Учет ущербов позволяет определить оптимальный режим системы по критерию минимума ущерба за период T

$$\mathcal{U}_c = \int_0^T [\mathcal{U}_{\text{ТЭС}}(N_{\text{ТЭС}}(t)) + \mathcal{U}_{\text{ГЭС}}(N_{\text{ГЭС}}(t))] dt \rightarrow \min \quad (10.93)$$

при условии, что

$$\varphi(t) = P_c(t) - N_{\text{ТЭС}}(t) - N_{\text{ГЭС}}(t) = 0 \quad (10.94)$$

и

$$W_{\text{ГЭС}} - \int_0^T Q_{\text{ГЭС}}(t) dt = 0. \quad (10.95)$$

Учет ограничений режима ТЭС и ГЭС производится способами, изложенными выше.

Необходимые условия минимума $\mathcal{U}_c$ будут соответствовать следующему выражению:

$$b_{\text{ТЭС}}^{\text{ущ}}(N_{\text{ТЭС}}(t)) = \lambda_{\text{ГЭС}} q_{\text{ГЭС}}^{\text{ущ}}(N_{\text{ГЭС}}(t)) = \lambda(t), \quad (10.96)$$

где

$$b_{\text{ТЭС}}^{\text{ущ}} = \frac{\partial \mathcal{U}_{\text{ТЭС}}}{\partial N_{\text{ТЭС}}}; \quad q_{\text{ГЭС}}^{\text{ущ}} = \frac{\partial \mathcal{U}_{\text{ГЭС}}}{\partial N_{\text{ГЭС}}}. \quad (10.97)$$

Численно безразмерный множитель $\lambda_{\text{ГЭС}}$ соответствует изменению ущерба от ТЭС по отношению к единичному изменению ущерба от ГЭС.

Изложенный в гл. 10 подход к расчету оптимального краткосрочного режима ГЭУ является обобщенным и может быть применен к любому другому случаю, не рассмотренному здесь.

Глава 11

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

11.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Задача оптимизации длительного¹ режима работы ГЭС в системе и, следовательно, всей системы в целом принципиально мало отличается от задачи, рассмотренной в гл. 10. Действительно, любую задачу оптимизации длительного режима можно представить в той же постановке, как и для суток с увеличенным расчетным интервалом T , но при этом значительно возрастает размерность задачи; ее решение становится возможным только на современных ЭВМ с быстроедействием в миллионы операций в секунду и неограниченным объемом памяти. Реализация подобной задачи осуществляется только в расчетах, преследующих решение теоретических проблемных вопросов.

В практике эксплуатации энергосистем отражается сложившаяся иерархическая структура управления их режимами, учитывающая и особенности задачи для большого периода времени T .

Действительно, оптимизация длительных режимов в отличие от краткосрочной оптимизации имеет следующие особенности: большую погрешность исходной информации; необходимость учета сезонных изменений графика нагрузки и бытовой приточности; изменение характеристик нижнего бьефа зимой или летом вследствие ледовых условий или зарастания водотоков растениями; изменение числа и состава оборудования на электростанциях вследствие ремонта; значительные требования к режиму ГЭУ со стороны участников ВХС (ограничения по отметкам верхнего и нижнего бьефов по условиям судоходства, сельского хозяйства, промыс-

¹ Под длительным понимается режим, охватывающий отрезок времени T продолжительностью не менее 1 мес или сезона года.

ленного и коммунального водоснабжения и т. д.). Специфические требования предъявляет охрана окружающей среды. Особые сложности в расчеты вносит необходимость комплексного использования ограниченных запасов пресной воды на Земле в условиях непрерывного роста потребностей в ней. Не менее сложен и учет вероятностного и неопределенного характера исходной информации.

В расчетах длительных режимов в отличие от краткосрочных необходимо учитывать и то, что ГЭС с водохранилищами перераспределяют во времени бытовой сток рек и, следовательно, $\mathcal{E}_p(W_{пр})$.

Значительное влияние на оптимальное использование энергоресурсов за длительный период T может оказать гидравлическая связь ГЭУ в каскаде (учет $\tau_{доб}$ и подпора от нижележащих ГЭС).

На эффективности длительных режимов ГЭС с водохранилищами сказываются значительные колебания напоров из-за сработки-наполнения водохранилищ. В этих условиях (в отличие от ТЭС) имеет место задача с последствием, а именно преждевременная сработка водохранилища уменьшит выработку ГЭС из-за снижения напоров; задержка сработки при большом половодье приведет к холостым сбросам воды и потерям $\mathcal{E}_{г.у}^{пол}(W_{пр})$. Иными словами, появляются дополнительные потери энергии, определяемые режимами не только оборудования, но и водохранилищ.

В связи с этим выявляется основное содержание задачи управления длительными режимами ГЭС, отличающееся от назначения краткосрочных задач, а именно решение задачи по расчету баланса энергии в системе и стока на ГЭС. При этом, естественно, предполагается решенной задача краткосрочной оптимизации, реализующей баланс мощности во времени.

Сказанное выше, а также другие соображения определяют необходимость использования в управлении длительными режимами ГЭС с водохранилищами методов агрегирования и декомпозиции.

Метод агрегирования заключается в том, что все электрические станции представляются среднеинтервальными или режимными характеристиками, связывающими между собой их интегральные энергетические показатели за определенные интервалы времени, принимаемые обычно равными одной декаде или месяцу. Эти характеристики могут отличаться от технологических или мгновенных энергетических характеристик ГЭУ (см. гл. 4—6). При их расчете и построении следует учитывать алгоритм определения параметров режима электростанции, а также принятые фазовые координаты и структуру управления системы (подробнее см. § 11.3).

Метод декомпозиции заключается в итерационном решении задачи оптимизации длительных режимов при выделении в первоочередную задачу баланса выработки активной энергии системы.

Оценка эффективности получаемого решения сложна из-за вероятностного характера исходной информации и многоцелевого ис-

пользования водных ресурсов. Однако независимо от методов расчета и постановки задачи разные ГЭУ будут представлены в ней определенными энергетическими характеристиками и показателями. Закономерна будет и взаимосвязь разных критериев между собой.

Известно, что для оценки энергетических показателей ГЭУ обычно принимаются некоторые средние по водности условия. Этот подход принят в данной главе при анализе энергетических характеристик и показателей ГЭУ. В основном рассматривается одноцелевая задача с энергетическими критериями оптимальности. Требования других участков ВХС к режиму ГЭС учитываются в виде ограничений. Анализируется влияние этих ограничений на режим ГЭУ и возможности его изменения при введении многоцелевых критериев.

11.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЭУ В РАСЧЕТАХ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

Основная задача длительного планирования энергосистем с ГЭУ, как было отмечено выше, заключается в оптимальном распределении во времени ограниченных энергоресурсов для принятого критерия оптимальности, т. е. определения баланса энергии и стока.

Наиболее общий одноцелевой критерий эффективности работы энергосистемы с ГЭУ — минимум издержек I_c или частный случай — минимум расхода условного топлива B_c за период T . Основные энергетические показатели всех станций системы за каждый расчетный интервал времени Δt_i , $i=1, \dots, k$, представляются в виде среднеинтервальных или интегральных показателей $\mathcal{E}_{гэсi}$ или $\bar{N}_{гэсi}$, $\mathcal{E}_{тэсi}$ или $\bar{N}_{тэсi}$, $\bar{H}_{гэсi}$, $\bar{Q}_{гэсi}$ и т. д.

Для ГЭС, работающих на изолированную нагрузку, критерием оптимальности может быть максимум выработки энергии за период T или минимум расхода подведенной энергии при выполнении балансового условия (11.2). Критерий максимума выработки ГЭС может применяться и при других условиях, например в дефицитных по выработке системах или при малом удельном весе ГЭС.

Математическая постановка рассматриваемой задачи для критерия B_c может быть представлена следующим образом.

Требуется найти такой режим ГЭС и ТЭС за период $T=t_k-t_0$, который обеспечил бы минимум B_c .

$$B_c = \sum_{i=1}^k B_i(\mathcal{E}_i) \rightarrow \min \quad (11.1)$$

при

$$\psi_i = \mathcal{E}_{ci} - \mathcal{E}_{гэсi} - \mathcal{E}_{тэсi} + \Delta \mathcal{E}_{ci} = 0 \quad (11.2)$$

и заданных ограничениях

$$\bar{x}_i^{\min} < \bar{x}_i < \bar{x}_i^{\max}, \quad (11.3)$$

$$x_i^{\min} < x_i < x_i^{\max}, \quad (11.4)$$

где в качестве $\bar{x}_i$ и x_i могут быть приняты различные энергетические и водохозяйственные показатели ГЭС и ТЭС.

В данной задаче начальное (в t_0) и конечное (в t_k) состояния системы обычно бывают известны. Иногда задание конечного состояния системы заменяется на ГЭС на изопериметрическое условие вида

$$W_{\text{ГЭС}} = \sum_{i=1}^k \sum_{l=1}^m W_{\text{ГЭС}il} \quad (11.5)$$

Считаются известными: гидрограф приточности к створу верхней ГЭС и боковая приточность между створами; график нагрузки системы и потери энергии в линиях электропередачи; характеристики бьефов и водопроводящих сооружений; среднеинтервальные энергетические характеристики ТЭС и ГЭС.

Если период T разбит на одинаковые по продолжительности интервалы времени Δt_i , $i=1, \dots, k$, то вместо интегральных показателей $\mathcal{E}$, W , B следует использовать их производные по времени $\bar{N}$, $\bar{Q}$, $\bar{B}$.

Особенностью энергетических и гидравлических процессов при длительном регулировании стока является их установившийся характер, что позволяет представить ГЭС среднеинтервальными показателями.

В современных энергосистемах, как правило, присутствуют ГЭУ разного типа и вида регулирования стока, обладающие разными энергетическими показателями и особенностями в задаче долгосрочного планирования режимов.

ГЭС без регулирования стока. Эти станции работают по водотоку при $z_{\text{в.б}} = \text{const}$. Основные потери напора — в водопроводящих сооружениях и в нижнем бьефе.

В отличие от краткосрочных режимов напоры ГЭС, особенно низконапорных, могут значительно изменяться в течение периода T . Эти станции в задачах долгосрочного планирования режимов представляются среднеинтервальными характеристиками при $z_{\text{в.б}} = \text{const}$. Для каскада целесообразно построение его эквивалентной характеристики с учетом $\tau_{\text{доб}}$ между створами. Среднеинтервальные характеристики ГЭС, расположенных на реках снегового и ледникового питания, мало отличаются от технологических. При учете холостых сбросов эти характеристики несколько изменяются.

ГЭС краткосрочного регулирования. Эти ГЭС имеют цикл регулирования значительно меньше T . Длительный режим таких ГЭС можно представить в виде совокупности ряда взаимонезависимых друг от друга суточных (недельных) режимов, поскольку при полном цикле регулирования водохранилище начинает свою работу от НПУ и заканчивает ее отметкой НПУ, т. е. при наличии в системе ГЭС краткосрочного регулирования они участвуют в решении задачи длительного регулирования своими мощностями, зависящими только от притока за Δt_i — декаду или месяц. Расчет их режима необходимо определять по среднеинтервальным характеристикам ГЭС. Для ГЭС краткосрочного регулирования эти характеристики отличаются от технологических, особенно при наличии неустановившегося движения воды в нижнем бьефе.

Среднеинтервальные характеристики ГЭС можно представлять при условии постоянного напора или постоянной отметки верхнего бьефа. Для каскада возможно построение эквивалентной характеристики для каждого расчетного интервала.

ГЭС без регулирования и с краткосрочным регулированием стока учитываются при оптимизации длительного режима системы как нерегулируемые станции в балансе энергии.

ГЭС длительного регулирования. Цикл регулирования таких ГЭС может превышать рассматриваемый период T . Однако оптимальный режим для периода T вследствие взаимосвязи режимов ГЭС внутри полного цикла регулирования не может рассматриваться независимо от общего оптимального режима станции за весь цикл регулирования. В ряде случаев вместо полного цикла регулирования можно рассматривать отдельно период сработки и период наполнения с заданными во времени граничными условиями.

Обычно ГЭС длительного регулирования ведут и краткосрочное регулирование стока, и для его учета необходимо использовать среднеинтервальные характеристики.

Особенностью ГЭС длительного регулирования стока является значительный диапазон изменения уровней бьефов, а также режима пусков во времени. На режим каскада ГЭС существенное влияние может оказать учет изменения подпора между створами.

ГЭС длительного регулирования стока являются основным регулирующим звеном в энергосистеме. Режим их может определяться как энергетическими, так и водохозяйственными критериями.

Группа ГЭС разного вида регулирования. Все сказанное выше справедливо для ГЭС, расположенных на разных водотоках, а также для верхних ГЭС каскада.

Для каскада ГЭС следует учитывать особенности водноэнергетических расчетов, которые были рассмотрены в гл. 8, а также взаимосвязи режимов всех ГЭС каскада как по расходу, так и по напору.

При наличии в каскаде ГЭС разного вида регулирования стока, например верхняя ГЭС1 — без регулирования и нижняя ГЭС2 — длительного регулирования, могут появиться дополнительные факторы, влияющие на их режим. Тогда нижний бьеф ГЭС1 должен быть представлен в виде зависимости $z_{\text{н.б1}}$ от $Q_{\text{н.б1}}$ и $z_{\text{н.б2}}$. При обратном порядке расположения ГЭС в каскаде $z_{\text{н.б1}}$ зависит только от $Q_{\text{н.б1}}$.

Введение новой ГЭС может существенно изменить расчетную схему каскада.

В долгосрочном планировании значительное влияние на режим ГЭС оказывает ВХС. Учет требований ВХС приводит к необходимости использования в расчетах векторных критериев. Однако в настоящее время учет требований ВХС сводится, как правило, к введению ограничений на режим ГЭС, работающих по одноцелевому энергетическому или водохозяйственному критерию. В практических расчетах многоцелевые критерии сводятся к одноцелевому критерию с использованием различных приемов и методов (экспертные оценки, ущербы и т. д.).

Насосные станции. В связи с тем что насосные станции являются потребителями-регуляторами электроэнергии, оптимизация длительных режимов энергосистем, в состав которых входят эти станции разного вида регулирования стока, имеет свои особенности.

Режим НС без регулирующего водохранилища или с водохранилищем краткосрочного регулирования учитывается в (11.2) в виде дополнительной на-

$$\psi_i = \mathcal{E}_{ci} + \mathcal{E}_{HCi} - \mathcal{E}_{ГЭСi} - \mathcal{E}_{ТЭСi} + \Delta \mathcal{E}_{ci} = 0. \quad (11.6)$$

НС с водохранилищами длительного регулирования, а также станции, работающие по заданному графику расхода во времени, должны обеспечить их выполнение по критерию минимума потребления электроэнергии или по более общему критерию (11.1). Для учета НС в задаче долгосрочного планирования режимов необходим расчет их среднеинтервальных энергетических характеристик. Чем менее неравномерен режим расхода НС в течение суток (недели), тем меньше среднеинтервальная характеристика отличается от технологических.

ГАЭС краткосрочного регулирования. Учет этих станций в расчетах длительных режимов следует производить в виде разности значений энергии, потребленной $\mathcal{E}_{аар}$ и отданной $\mathcal{E}_{разр}$ системе в уравнении (11.2). Иными словами, ГАЭС дополнительно увеличивают расход энергии в расчетах длительных режимов энергосистемы при значительном увеличении ее надежности.

ГАЭС длительного регулирования и ГЭС-ГАЭС. Напоры этих станций могут значительно изменяться во времени; режим их работы учитывается условием (11.6).

Приливные электростанции. Поскольку эти станции имеют обычно краткосрочное регулирование, они учитываются в расчетах длительного режима энергосистемы как источники электроэнергии с заданным режимом выработки во времени.

11.3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЭУ И ИХ БЬЕФОВ В РАСЧЕТАХ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ

В расчетах длительных режимов ГЭУ сохраняется та же последовательность преобразования энергии, что и для краткосрочных режимов. Сохраняются и те же взаимосвязи основных параметров режима между собой. Однако расчетный интервал осреднения этих параметров во времени существенно увеличивается. Здесь он уже равен декаде или месяцу. Для таких интервалов осреднения параметров справедливо условие установившихся режимов на ГЭУ. Это позволяет использовать в некоторых расчетах, обычных для проектных задач, характеристики бьефов и водопроводящих сооружений в виде зависимостей, соответствующих установившемуся режиму: $z_{в.б}(V_{в})$, $z_{в.б}(F_{в})$, $z_{н.б}(Q_{н.б})$, $\Delta H_{дер}(Q_{дер})$, $\Delta H_{вод}(Q_{вод})$ и т. д.

Подобные характеристики можно использовать в расчетах ГЭС без регулирования и ГЭС краткосрочного регулирования стока.

Для ГЭС длительного регулирования стока необходимы режимные среднеинтервальные характеристики как для энергетического оборудования, так и для бьефов и водопроводящих сооружений. Эти характеристики должны учитывать неустановившиеся процессы в бьефах ГЭС в краткосрочном регулировании и сложный нелинейный характер взаимосвязей энергетических параметров, показателей энергетического оборудования и водопроводящих сооружений. Использование таких характеристик ГЭС позволяет ре-

шать задачи длительного планирования самостоятельно от задач краткосрочной оптимизации, что упрощает расчеты.

Следует отметить сложность математических моделей среднеинтервальных характеристик ГЭС длительного регулирования, определяемую не только способами их расчета, но и принятой технологической моделью взаимосвязи среднеинтервальных показателей между собой и кроме того зависимостью среднеинтервальных характеристик ГЭС от принятой в расчетах структуры управления во времени и показателей оценки адекватности математической модели натурному объекту. Влияние на выбор метода расчета среднеинтервальных характеристик ГЭС оказывает вероятностный характер представления исходной информации по энергосистеме, линиям электропередачи, ТЭС и т. д. Таким образом, среднеинтервальные характеристики энергосистемы и ее отдельных элементов, а также компонентов ВХС должны наиболее полно отражать объективный характер процессов управления во времени, в том числе и субъективизм в принятии решений при экстремальных, неформализуемых ситуациях.

Одновременно эти характеристики должны быть адаптивными, т. е. изменяющимися во времени и в пространстве принятых переменных в зависимости от изменения ситуации в энергетической и водохозяйственной системах. В них должна учитываться принятая структура управления водными и энергетическими ресурсами в народном хозяйстве, а также оценки качества управления ими на разных ступенях иерархии.

Таким образом, для расчетов длительных режимов энергосистем с ГЭС должна быть разработана функциональная модель, связывающая между собой все основные среднеинтервальные параметры режима станций. Она должна базироваться на технологической модели каскада или группы ГЭС и учитывать особенности расчетов при больших интервалах осреднения параметров — декада, месяц. Модель должна учитывать и взаимосвязанность режимов группы ГЭС в энергосистеме как при наличии, так и при отсутствии гидравлической связи между ними.

В этих условиях становятся недостаточно эффективными предложения о расчете среднеинтервальных характеристик ГЭС путем осреднения результатов расчетов краткосрочных режимов на математических моделях, а также введение некоторого коэффициента потерь в краткосрочных режимах k_c , численно равных отношению мгновенного и среднеинтервального показателей режимов станции (например, по выработке). Первое предложение справедливо для эталонных расчетов, когда оценивается теоретически возможный предел по заданному критерию оптимальности. Второе предложение наиболее подходит для ГЭС без регулирования стока, высоконапорных ГЭС или ГЭС, работающих в полубазисной части графика нагрузки.

Более перспективным представляется разрешение неопределенности построения функциональной модели длительного режима ГЭС на основе методов теории самоорганизующихся систем. Част-

ным случаем является простая статистическая обработка информации о прошедших режимах по каждому параметру отдельно за имеющийся период T наблюдений за ним

$$\bar{x}_i = \frac{1}{T} \int_0^T x_i(t) dt. \quad (11.7)$$

При этом расчет показателей всего длительного режима ГЭС производится на основе функциональных моделей водноэнергетических расчетов, рассмотренных в гл. 9 и базирующихся на технологической модели ГЭС. Энергетические характеристики ГЭС при этом определяются в виде взаимосвязей среднеинтервальных показателей, рассчитываемых по (11.7) и не зависящих от принятых управляющих параметров — отметки, расхода, мощности и т. д.

Аналогично можно рассчитывать среднеинтервальные характеристики нагрузки системы, ТЭС и некоторых видов ГЭУ, в особенности высоконапорных.

При использовании методов теории самоорганизующихся систем предварительно устанавливаются управляющие параметры и функциональная последовательность водноэнергетических расчетов в длительном планировании режимов ГЭС. Например, принимаются алгоритмы, описанные в гл. 9, где функциональная модель ГЭС в основном соответствует технологической (см. гл. 1). При этом устанавливаются определенные соотношения между мгновенными и среднеинтервальными показателями режимов, в том числе напорами, расходами, отметками бьефов.

Описание энергетических характеристик ГЭС, бьефов и водопроводящих сооружений сохраняется таким же, как и в технологической модели. Отличием будет являться использование в указанных характеристиках не мгновенных, а среднеинтервальных показателей.

Затем берется информация о прошедших режимах ГЭС, переработанная для среднеинтервальных показателей. Устанавливается класс математических (аналитических) моделей, используемых для описания всех характеристик ГЭС и позволяющих производить увеличение их сложности без искажения предыдущих результатов.

Примером такой модели служит степенной полином Колмогорова — Габора¹ вида

$$x = a_0 + \sum_{i=1}^J a_i y_i + \sum_{i=1}^J \sum_{j=1}^G a_i a_j y_i y_j + \sum_{i=1}^J \sum_{j=1}^G \sum_{k=1}^K a_i a_j a_k y_i y_j y_k + \dots \quad (11.8)$$

¹ Расчет среднеинтервальных характеристик ГЭС может производиться и другими способами, например методом многофакторного анализа.

где $a_0, a_i, a_j, a_k \dots$ — коэффициенты полинома, используемого для описания зависимости параметра режима ГЭС x от множества переменных $Y = (y_i, y_j, y_k \dots)$.

Идентификация модели длительного режима ГЭС по данным прошлых наблюдений производится по методу наименьших квадратов по всем расчетным параметрам всех ГЭС одновременно. Иными словами, критерием оптимальности параметров модели ГЭС при заданной ее математической структуре в виде аналитических выражений является минимум суммарного среднеквадратического отклонения параметров модели от данных фактических наблюдений за период T

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \sum_{l=1}^m \sum_{j=1}^k (x_{ilj}^{\text{факт}} - x_{ilj}^{\text{расч}})^2 \rightarrow \min, \quad (11.9)$$

где $i = 1, 2, \dots, n$ — число расчетных интервалов времени с известными показателями режимов ГЭС; $l = 1, 2, \dots, m$ — число рассматриваемых ГЭС, взаимосвязанных между собой по электрическим и гидравлическим режимам; $j = 1, 2, \dots, k$ — число расчетных (оценочных) параметров режима ГЭС.

Для каждой конкретной модели списочный состав оценочных параметров устанавливается по критерию их надежности или достоверности. Если в состав оценочных параметров включаются такие, которые являются результатами промежуточных расчетов, то в функциональную модель ГЭС будет внесена дополнительная погрешность.

Рассмотренные модели достоверны только для исследованного диапазона переменных по данным прошлых наблюдений.

На рис. 11.1—11.3 представлены характеристики Кременчугской ГЭС и ее бьефов, полученные на основе методов теории самоорганизующихся систем. Исходные данные соответствовали периоду наблюдений за Днепровским каскадом с 1973 по 1977 г. с дискретностью в один месяц и включали в себя $\bar{Q}_{\text{пр}}^{\text{факт}}, \bar{z}_{\text{в.б}}^{\text{факт}}, \bar{z}_{\text{н.б}}^{\text{факт}}, \bar{Q}_{\text{х.сбр}}^{\text{факт}}, \bar{N}_{\text{ГЭС}}^{\text{факт}}$.

В качестве оценочных параметров были приняты фактические значения $\bar{N}_{\text{ГЭС}}$ и $\bar{z}_{\text{н.б}}$ как наиболее достоверные для рассматриваемого каскада. Функциональная модель ГЭС была представлена следующим частным случаем:

$$\begin{aligned} \bar{N}_{\text{ГЭС}il} &= \bar{N}_{\text{ГЭС}il}(\bar{Q}_{\text{ГЭС}il}, \bar{H}_{\text{ГЭС}il}); \\ \bar{Q}_{\text{ГЭС}il} &= \bar{Q}_{\text{н.б}il} - \bar{Q}_{\text{х.сбр}il}; \\ \bar{Q}_{\text{н.б}il} &= \bar{Q}_{\text{пр}il} + \bar{Q}_{\text{в}il}; \\ \bar{Q}_{\text{в}il} &= 10^7 (V_{\text{в}(l-1)l} - V_{\text{в}il}) / (864 \Delta t_l); \\ V_{\text{в}il} &= V_{\text{в}il}(z_{\text{в}il}, \bar{Q}_{\text{пр}il}); \\ \bar{H}_{\text{ГЭС}il} &= \bar{z}_{\text{в.б}il} - \bar{z}_{\text{н.б}il}; \end{aligned} \quad (11.10)$$

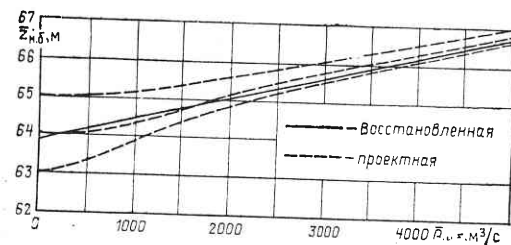


Рис. 11.1. Среднеинтервальная характеристика нижнего бьефа Кременчугской ГЭС

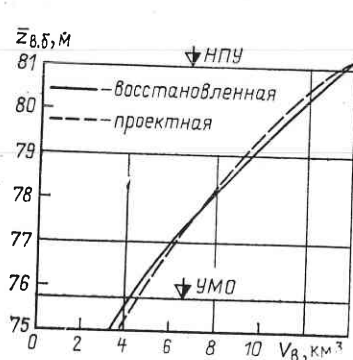


Рис. 11.2. Среднеинтервальная характеристика верхнего бьефа Кременчугской ГЭС

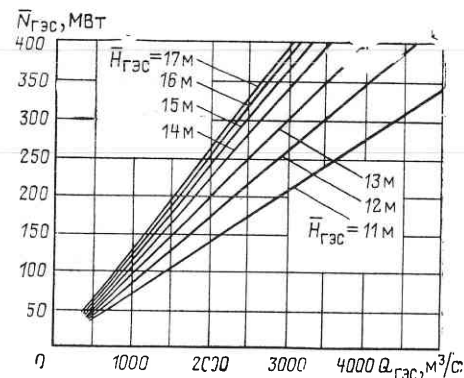


Рис. 11.3. Среднеинтервальная расходная характеристика Кременчугской ГЭС

$$\bar{z}_{в.б.и} = 0,5 (z_{в.б.(i-1)} + z_{в.б.и});$$

$$\bar{z}_{н.б.и} = \bar{z}_{н.б.и}(\bar{Q}_{н.б.и}, \bar{z}_{в.б.(i+1)}).$$

Математическая модель ГЭС и ее бьефов приняла следующий вид:

$$V_{в.б.} = 269,464 - 8,41286 z_{в.б.} + 0,0648525 z_{в.б.}^2;$$

$$\bar{z}_{н.б.} = 63,8791 + 0,000588286 \bar{Q}_{н.б.};$$

$$\bar{N}_{гэс} = 24,5909 + 0,325560 \bar{Q}_{гэс} + 0,05126615 \bar{H}_{гэс} - 0,136474 \bar{H}_{гэс}^2 - 0,00142612 \bar{Q}_{гэс} \bar{H}_{гэс}.$$

Кременчугская ГЭС является низконапорной пиковой с годичным регулированием стока. Вследствие этого среднеинтервальные характеристики отличаются от технологических, соответствующих их установившимся режимам ГЭС.

Энергетические среднеинтервальные характеристики ГЭС Днепровского каскада характеризуются линейной зависимостью от $\bar{Q}_{гэс}$ при $\bar{H}_{гэс} = \text{const}$ (рис. 11.1).

Полученные результаты использования методов теории самоорганизующихся систем для расчета среднеинтервальных характеристик ГЭС и ее бьефов позволяют сделать вывод о возможности их использования при расчете эквивалентных характеристик кас-

кадов при перспективном планировании режимов всей ВХС и в других расчетах.

ТЭС современных энергосистем обладают энергетическим оборудованием с малыми диапазонами изменения основных параметров. Режим ТЭС в течение суток в отличие от режима ГЭС или базовый, или близкий к нему. Вследствие этого среднеинтервальные характеристики ТЭС еще более, чем мгновенные, близки к линейным. Кроме того, все ТЭС работают практически независимо друг от друга, имея между собой только электрическую связь, в то время как ГЭС в каскаде имеют и гидравлическую связь друг с другом. Это дает возможность получения эквивалентной характеристики ТЭС для длительных режимов даже с еще большей достоверностью, чем для краткосрочных. Подобное эквивалентирование определяется и иерархической последовательностью расчетов.

Для линейных среднеинтервальных характеристик ГЭС и ТЭС справедливо условие постоянства производной по заданному расчетному параметру.

11.4. ОПТИМИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГЭУ

Задача оптимального управления длительными режимами ГЭС, так же как и краткосрочными, не имеет аналитического решения в общем случае, поэтому она решается с помощью ЭВМ и численных методов математического программирования. Особенностью всех решений, реализованных численными методами, является сложность оценки их корректности с точки зрения физической сущности получаемого решения, а также трудности в использовании результатов для других задач. Численные методы, позволяющие эффективно решать задачу оптимального управления режимами ГЭС, не дают аналитической связи основных параметров режима между собой, а также не поясняют взаимосвязи и разных критериев оптимальности, используемых в расчетах (минимум издержек системы, минимум расхода условного топлива, максимум выработки ГЭС). Широкие возможности могли бы представить аналитические методы математического программирования — вариационное исчисление и принцип максимума Понтрягина. Этими методами нельзя решить задачу оптимального управления режимами ГЭС в той же постановке, что и для численных методов, но можно решить несколько упрощенный вариант ее, полностью отражающий основные особенности рассматриваемой задачи, например допуская детерминированный характер исходной информации, постоянство КПД ГЭС во времени, возможность эквивалентирования и т. д. При этом могут быть выявлены основные закономерности оптимального управления длительным режимом ГЭС, позволяющие контролировать корректность решения задачи численными методами.

Рассмотрим различные случаи определения необходимых условий оптимальности длительного режима ГЭС, начиная с наиболее простого случая — наличия одной ГЭС длительного регу-

лирования в системе и предполагая, что все параметры режима и исходная информация — непрерывные функции времени, дважды дифференцируемые.

В этом случае математическая постановка задачи не отличается от приведенной в § 10.3. Для задачи долгосрочного планирования режимов дополнительно появляются лишь некоторые особенности, а именно переменный во времени напор, ограничения по $z_{в.б}(V_{в.б})$ или $Q_{н.б}(z_{н.б})$, связанные с условиями работы ГЭС в ВХС, изменение во времени состава работающего оборудования ТЭС и ГЭС и т. д.

Необходимые условия оптимальности работы ГЭС и ТЭС будут представляться также в виде равенства $b_{ТЭС}^*$ и $\lambda_{ГЭС} q_{ГЭС}^*$ (см. § 10.3). Тем самым оптимальным может быть только тот режим, где единичные приращения расхода условного топлива ТЭС компенсируются эквивалентным ему изменением расхода воды на ГЭС при $\lambda_{ГЭС} = \text{const}$. При этом $\lambda_{ГЭС}$ определяется стоком $W_{ГЭС}$ за длительный период $T = t_k - t_0$. Для заданных граничных условий $z_{в.б0}$ и $z_{в.бк}$ решение задачи осуществляется итерационным путем, где в качестве расчетной переменной принята $\lambda_{ГЭС}$.

Однако подобная постановка задачи не достаточно эффективна для длительного управления, где в качестве расчетных переменных более корректно использовать $z_{в.б}(t)$ или $V_{сраб}(t)$, а не $N_{ГЭС}(t)$ и $N_{ТЭС}(t)$, как это принято в задаче краткосрочной оптимизации. Подобный выбор расчетных переменных объясняется необходимостью решения общей задачи — перераспределения энергии, а не мощности во времени в задаче долгосрочного планирования режимов (см. § 11.1 и 11.2).

На ТЭС режимы работы во времени мало связаны друг с другом, что объясняется независимостью энергоемкости их топлива от режима станции. На ГЭС с водохранилищем длительного регулирования неоптимальный режим использования $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$ может привести к существенным режимным потерям $\Delta \mathcal{E}_{\text{реж}}$ из-за снижения КПД, напора или холостых сбросов воды. Выбор соответствующего режима водохранилища ГЭС позволяет минимизировать и расход условного топлива на ТЭС B_c за длительный период T , причем чем больше $\mathcal{E}_{ГЭС}$, тем, как правило, меньше B_c . Таким образом, именно режим $z_{в.б}(t)$ или $z_{н.б}(t)$ полностью и однозначно определяет собой перераспределение энергии в системе и обеспечивает выполнение заданного критерия оптимальности. При этом особую роль приобретает оптимальное использование $\mathcal{E}_{ГЭС}^{\text{под}}$, т. е. критерий максимума выработки ГЭС при заданном бытовом притоке.

Далее будем предполагать, что функциональная модель ГЭС представлена своим частным случаем (11.10), т. е. среднеинтервальными показателями. Сначала рассмотрим критерий максимума выработки ГЭС при условии полного использования притока, когда $Q_{х.сбр} = 0$.

При длительном регулировании основные потери подведенной

к ГЭС энергии связаны с уменьшением средневзвешенного напора при сработке-наполнении водохранилища и значительно меньше изменяется КПД ГЭС. Поэтому остановимся на случае постоянного во времени КПД ГЭС. Основные изменения КПД ГЭС связаны только с напором станции при условии оптимального внутристанционного режима основного оборудования. Учет переменного по напору КПД ГЭС вызовет лишь некоторые усложнения в расчетах и не повлияет на качественные показатели режимов.

Рассмотрим использование методов вариационного исчисления в задаче долгосрочного планирования режимов. Найдем необходимые условия, обеспечивающие оптимальность режима работы руслевой ГЭС длительного регулирования за период $T = t_k - t_0$ при заданных граничных условиях $V_{сраб0}$, $V_{срабк}$ и ограничениях типа неравенств на $V_{сраб}(t)$ по критерию

$$\mathcal{E}_{ГЭС}^* = \int_{t_0}^{t_k} N_{ГЭС}^*(t) dt \rightarrow \max, \quad (11.11)$$

где $N_{ГЭС}^* = N_{ГЭС} + \mathcal{I}$; $N_{ГЭС}$ — среднеинтервальная мощность; $\mathcal{I}$ — штрафные функции, введенные для учета ограничений на расчетные переменные $V_{сраб}(t)$ и определяемые по формуле

$$\mathcal{I} = 0,5(\mu_1 \varphi_1^2 \text{Sg } \varphi_1 + \mu_2 \varphi_2^2 \text{Sg } \varphi_2) \quad (11.12)$$

$$\text{при } \varphi_1 = \varphi_1(V_{сраб}) = V_{сраб}^{\text{мин}}(t) - V_{сраб}(t) \leq 0; \quad (11.13)$$

$$\varphi_2 = \varphi_2(V_{сраб}) = V_{сраб}(t) - V_{сраб}^{\text{макс}}(t) \leq 0. \quad (11.14)$$

Из (11.10) следует, что $N_{ГЭС} = N_{ГЭС}(V_{сраб}, \dot{V}_{сраб}, t)$. Следовательно, необходимые условия экстремума функционала (11.11) можно получить, решив уравнения Эйлера:

$$\frac{\partial N_{ГЭС}^*}{\partial V_{сраб}} - \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial N_{ГЭС}^*}{\partial \dot{V}_{сраб}} \right) = 0. \quad (11.15)$$

Раскрыв каждую из составляющих (11.15) и произведя некоторые преобразования, получим следующее выражение для необходимых условий оптимальности режима ГЭС по критерию (11.11):

$$-\frac{Q_{пр}(t)}{F_{в}(t)} + \frac{dz_{н.б}(t)}{dt} - \frac{d}{dt} (\mathcal{I}_1^*(t) - \mathcal{I}_2^*(t)) = 0, \quad (11.16)$$

где

$$\xi_{н.б} = \xi_{н.б}(Q_{н.б}) = z_{н.б} + Q_{н.б} \frac{\partial z_{н.б}}{\partial Q_{н.б}}; \quad (11.17)$$

$$\mathcal{I}_1^* = \mu_1 \varphi_1(V_{сраб}) \text{Sg } \varphi_1(V_{сраб}); \quad (11.18)$$

$$\mathcal{I}_2^* = \mu_2 \varphi_2(V_{сраб}) \text{Sg } \varphi_2(V_{сраб}). \quad (11.19)$$

Для допустимой зоны работы ГЭС вместо (11.16) получаем

$$\frac{Q_{\text{пр}}(t)}{F_{\text{в}}(t)} - \frac{d\xi_{\text{н.б}}(t)}{dt} = 0. \quad (11.20)$$

Таким образом, для русловой ГЭС при постоянном КПД необходимые условия получения экстремума (11.11) совпадают с условиями оптимального использования $\mathcal{E}_{\text{в}}$ (см. § 7.2). В гл. 7 было показано, что в большинстве случаев траектория сработки-наполнения водохранилища должна быть вогнутой кривой [по $z_{\text{в.б}}(t)$]. Подобный характер кривых обеспечивает минимум потерь $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{пол}}$, задерживая сработку во времени и ускоряя выход на НПУ в период наполнения.

Из (11.20) следует, что при $Q_{\text{пр}}=0$ оптимальным является равномерный режим работы ГЭС с $Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{в}} = \text{const}$, определяемый граничными условиями по верхнему бьефу. Чем больше $Q_{\text{пр}}(t)$ или $F_{\text{в}}$, тем меньше будет относительная сработка водохранилища из-за роста потерь $\mathcal{E}_{\text{пр}}$. Заметим, что из (11.20) следует, что $Q_{\text{ГЭС}}(t)$ может быть только монотонно возрастающей функцией времени, так же как и $\xi_{\text{н.б}}(t)$.

При отсутствии холостых сбросов на ГЭС критерий (11.11) соблюдается при работе станции по водотoku, где $\Delta\mathcal{E}_{\text{пр}}=0$ (см. § 7.2). Любая сработка водохранилища ведет к дополнительным режимным потерям $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{пол}} = \mathcal{E}_{\text{в}}$. Уравнение (11.16) реализуется на аналоговой ЭВМ.

Для критерия минимума расхода условного топлива в системе при тех же допущениях, что и в рассмотренной задаче, в предположении известных характеристик эквивалентной ТЭС и при учете потерь в линиях электропередачи в $P_{\text{с}}(t)$, необходимые условия оптимального режима ГЭС можно получить следующим образом.

Требуется найти режим ГЭС, обеспечивающий минимум расхода условного топлива на интервале $T=t_{\text{к}}-t_0$ при заданных граничных условиях по верхнему бьефу

$$B_{\text{с}} = \int_{t_0}^{t_{\text{к}}} B^*(t) dt \rightarrow \min, \quad (11.21)$$

где $B^* = B(N_{\text{ТЭС}}) + \mathcal{W}$; $N_{\text{ТЭС}} = P_{\text{с}} - N_{\text{ГЭС}}$. Это означает, что $B^* = B^*(V_{\text{сраб}}, \dot{V}_{\text{сраб}}, t)$ при условии, что штрафные функции определяются по (11.21). Тогда необходимые условия оптимальности $V_{\text{сраб}}(t)$ можно найти, решив уравнения Эйлера для функционала (11.21):

$$\frac{\partial B^*}{\partial V_{\text{сраб}}} - \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial B^*}{\partial \dot{V}_{\text{сраб}}} \right) = 0. \quad (11.22)$$

Решив (11.22) относительно $V_{\text{сраб}}(t)$, получим следующее необходимое условие оптимальности длительного режима ГЭС и ТЭС

системы в каждый момент времени t :

$$\frac{b_{\text{ТЭС}} Q_{\text{ГЭС}}}{F_{\text{в}}} + \frac{d}{dt} \left(\frac{b_{\text{ТЭС}}}{q_{\text{ГЭС}}} \right) + \frac{d}{dt} (\mu_1 \varphi_1 S_{\text{г}} \varphi_1 - \mu_2 \varphi_2 S_{\text{г}} \varphi_2) = 0, \quad (11.23)$$

$$\text{где } b = \frac{\partial B}{\partial N_{\text{ТЭС}}}; \quad \frac{1}{q_{\text{ГЭС}}} = \frac{\partial N_{\text{ГЭС}}}{\partial Q_{\text{ГЭС}}} = k_N (H_{\text{г.у}}^{\text{пол}} - h_{\text{сраб}} - \xi_{\text{н.б}}).$$

Для допустимой зоны получаем вместо (11.23)

$$\frac{b_{\text{ТЭС}} Q_{\text{ГЭС}}}{F_{\text{в}}} + \frac{d}{dt} b_{\text{ТЭС}} (H_{\text{г.у}}^{\text{пол}} - h_{\text{сраб}} - \xi_{\text{н.б}}) = 0. \quad (11.24)$$

Сопоставление (11.24) и (11.20) показывает, что критерий максимума выработки ГЭС является частным случаем критерия минимума расхода условного топлива при $b_{\text{ТЭС}}(t) = \text{const}$, т. е. при линейной среднеинтервальной характеристике ТЭС. Полученный вывод достаточно характерен для современных энергосистем с блочными агрегатами и малым диапазоном изменения $b_{\text{ТЭС}}(N_{\text{ТЭС}})$. Тем самым еще более подтверждается возможность использования критерия (11.11) для анализа эффективности работы ГЭС в системе.

Рассмотрим, каким образом различные факторы будут влиять на оптимальный режим ГЭС.

Для деривационной ГЭС напор агрегата будет меньше $H_{\text{гэс}}$ за счет потерь в деривации $\Delta H_{\text{дер}}$ и водоводах $\Delta H_{\text{вод}}$. Соответственно необходимые условия оптимальности длительного режима ГЭС по критерию (11.11) примут вид для каждого момента t

$$-\frac{Q_{\text{пр}}}{F_{\text{в}}} + \frac{d}{dt} (\xi_{\text{н.б}} + \xi_{\text{дер}} + \xi_{\text{вод}}) - \frac{d}{dt} (\mathcal{W}_1^* - \mathcal{W}_2^*) = 0, \quad (11.25)$$

где $\xi_{\text{н.б}}$, $\xi_{\text{дер}}$, $\xi_{\text{вод}}$ определяются по формулам, приведенным в § 2.2. Появление дополнительных членов в (11.25) приведет к дополнительным потерям $\mathcal{E}_{\text{в}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}^{\text{пол}}$ (т. е. $\Delta\mathcal{E}_{\text{дер}}$ и $\Delta\mathcal{E}_{\text{вод}}$) и, следовательно, к уменьшению скорости сработки водохранилища и ускорению его наполнения.

Для приплотинной ГЭС с длинными водоводами в (11.25) член $\xi_{\text{дер}}$ отсутствует.

При учете холостых сбросов через русловые ГЭС изменится формула для расчета $Q_{\text{ГЭС}}$ и появятся дополнительные потери энергии за счет нижнего бьефа $\Delta\mathcal{E}_{\text{н.б}}$. Для деривационных ГЭС с водосбросом в напорном бассейне появятся дополнительные потери энергии в деривации $\Delta\mathcal{E}_{\text{дер}}$. Все это также замедлит скорость сработки водохранилища при заданных граничных условиях по верхнему бьефу и уменьшит $h_{\text{сраб}}^0$ при «незакрепленном» состоянии водохранилища в $t_{\text{к}}$.

Если учесть потери воды из водохранилища в виде зависимости $Q_{\text{пот}}(V_{\text{сраб}})$, то вместо (11.20) получим уравнение

$$-\frac{Q_{\text{пр}}(t)}{F_{\text{в}}(t)} - \frac{dQ_{\text{пот}}}{dV_{\text{сраб}}} + \frac{d\xi_{\text{н.б}}(t)}{dt} = 0, \quad (11.26)$$

где $\xi_{н.б} = \xi_{н.б}(Q_{н.б})$ и $Q_{н.б} = Q_{пр} + Q_{в} - Q_{пот}(V_{сраб}) = Q_{гэс}$.

Как правило, $Q_{пот}$ уменьшаются с ростом $V_{сраб}$, т. е. новый член в (11.26) совпадает по знаку с производной $\xi_{н.б}$ по t . В этом случае учет потерь воды из водохранилища будет влиять на режим ГЭС в направлении, противоположном росту $Q_{пр}$ и увеличению $F_{в}$. Результатом этого может быть приближение оптимального режима к равномерной сработке водохранилища.

Если в расчеты ввести переменный КПД ГЭС в функции $H_{гэс}$, то это приведет к появлению в (11.20) дополнительных членов, которые будут учитывать вариации КПД при изменении как $z_{н.б}$, так и $z_{в.б}$. Характер влияния КПД ГЭС на режим станции будет определяться видом зависимости $\eta_{гэс}(H_{гэс})$. Если КПД ГЭС увеличивается с ростом $H_{гэс}$, то влияние его на режим станции аналогично по своему эффекту росту $Q_{пр}$. В противном случае учет КПД тождествен учету потерь расхода из водохранилища.

Из (11.23) следует как доказательство необходимости соблюдение постоянного $\lambda_{гэс}$ по t при оптимальном режиме системы, а также формула для его расчета. Действительно, представим (11.23) в следующем виде:

$$\lambda_{гэс} = \frac{b_{тэс}}{c_{гэс}} = k_N \int_0^t \frac{b_{тэс}(t) Q_{гэс}(t)}{F_{в}(t)} dt + c_0, \quad (11.27)$$

где c_0 соответствует отношению $b_{тэс}$ к $q_{гэс}$ для момента t_0 . Примем для возможности анализа (11.27), что $Q_{пр} = 0$. Тогда $Q_{гэс} = \dot{V}_{сраб}$, $F_{в} = dV_{сраб}/dh_{сраб}$ и правая часть (11.27) при заданных граничных условиях по верхнему бьефу будет константой, а вместе с ней $\lambda_{гэс} = \lambda_{гэс}(t) = \text{const}$.

Если в системе m ГЭС, гидравлически не связанных друг с другом, то необходимо раздельное решение m уравнений Эйлера вида (11.20) для критерия максимума выработки гидроэлектростанций.

Значительно сложнее вести анализ эффективности режима m ГЭС на разных водотоках по критерию минимума расхода условного топлива, а также любых случаев каскадного регулирования водотоков. Для оценки правильности решения, полученного численными методами, можно воспользоваться методом приращений, т. е. рассмотреть режимы, бесконечно близкие к полученным на ЭВМ. Для этого возможно использование дифференциального метода динамического программирования.

В целом характер $z_{в.б}(t)$ для m ГЭС должен быть близок к тому, который получен для случая одной станции в системе. Заметим также, что (11.27) соответствует необходимым условиям оптимальности длительного режима ГЭС в системе, которые можно получить с использованием непрерывного принципа максимума Понтрягина. Они соответствуют более общему случаю, чем вариационное исчисление, не требуя непрерывности управлений ре-

жимом ГЭС (т. е. $Q_{в}$) во времени и обеспечивая граничное решение в случае необходимости.

Действительно, в принципе максимума Понтрягина для критерия (11.11) необходимые условия оптимальности режима ГЭС обеспечиваются, когда некоторый показатель $\mathcal{H}$, называемый гамильтонианом, в каждый момент времени t является максимальным по принятому управлению $Q_{в}$, что можно представить в виде следующего выражения:

$$\frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{в}} = \int_{t_0}^t \frac{Q_{пр}(t)}{F_{в}(t)} dt - \xi(t) + \xi_0 + h_{сраб} = \frac{1}{\mu} \frac{dQ_{в}}{dt} \rightarrow \min \quad (11.28)$$

при $Q_{в}^{\min}(t) \leq Q_{в}(t) \leq Q_{в}^{\max}(t)$.

Тогда для обеспечения максимума $\mathcal{H}$ в каждый момент времени управления $Q_{в}(t)$ должно принимать следующие значения:

$$Q_{в} = \begin{cases} Q_{в}^{\min} & \text{при } \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{в}} < 0; \\ Q_{в}^{\text{опт}} & \text{из (11.28) при } \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{в}} = 0; \\ Q_{в}^{\max} & \text{при } \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{в}} > 0. \end{cases} \quad (11.29)$$

Условия (11.28) наглядно реализуются на аналоговых ЭВМ с использованием градиентного метода.

Для учета ограничений на координаты в принципе максимума следует организовать целевую функцию вида

$$\mathcal{H}^*(t) = \mathcal{H}(t) - \Pi(t) \rightarrow \max \quad (11.30)$$

и для нее решать поставленную задачу.

Из (11.28) со всей очевидностью следует, что при непрерыв-

ности $\mathcal{H}$ от t , т. е. при $\frac{d}{dt} \frac{\partial \mathcal{H}}{\partial Q_{в}} = 0$, получаются необходимые условия оптимальности режима ГЭС, соответствующие условиям Эйлера.

Здесь были изложены основы методического подхода к постановке, решению и анализу задачи оптимизации длительного режима ГЭС. В реальных условиях эксплуатации могут встретиться и более сложные задачи, чем рассмотренные, однако и они могут быть решены с использованием изложенного здесь подхода.

Список литературы

- Авакян А. Б., Шарапов В. А. Водохранилища гидроэлектростанций СССР. М.: Энергия, 1977. 400 с.
- Асарин А. Е., Бестужева К. Н. Водноэнергетические характеристики гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1985.
- Аршеневский Н. Н. Обратимые гидромашинные гидроаккумулирующих электростанций. М.: Энергия, 1977. 240 с.
- Бернштейн Л. Б. Приливные электростанции в современной энергетике. М. — Л.: Госэнергоиздат, 1961. 272 с.
- Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981. 464 с.
- Гидроэнергетика и комплексное использование водных ресурсов СССР/Под ред. П. С. Непорожного. М.: Энергоиздат, 1981. 508 с.
- Гидроэнергетика/В. И. Обрезков, Н. К. Малинин, Л. А. Кароль и др.; Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоиздат, 1981. 608 с.
- Гидрогенераторы/И. А. Глебов, В. В. Домбровский, А. А. Дукштау и др. Л.: Энергоиздат, 1982. — 368 с.
- Гидрологические основы гидроэнергетики/А. Ш. Резниковский, А. Ю. Александровский, В. В. Атурин и др. М.: Энергия, 1979. 232 с.
- Гидроаккумулирующие электростанции/Б. Л. Бабурин, М. Д. Глезин, М. Ф. Красильников, Л. Б. Шейнман; Под ред. Л. Б. Шейнмана. М.: Энергия, 1978. 184 с.
- Гидроэнергетические станции/Н. Н. Аршеневский, Ф. Ф. Губин, М. Ф. Губин и др.; Под ред. Ф. Ф. Губина и Г. И. Кривченко. М.: Энергия, 1980. 368 с.
- Гидроэнергетические установки/Д. С. Щавелев, Ю. С. Васильев, Г. А. Претор и др.; Под ред. Д. С. Щавелева. Л.: Энергоиздат, 1981. 520 с.
- Елаховский С. Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979. 192 с.
- Железняков Г. В. Гидрометрия. М.: Колос, 1972. 255 с.
- Железняков Г. В., Данилевич Б. Б. Точность гидрологических измерений и расчетов. Л.: Гидрометеоздат, 1966. 240 с.
- Журавлев В. Г., Обрезков В. И., Филиппова Т. А. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. — М.: Энергия, 1978. 296 с.
- Зарубаев Н. В. Комплексное использование и охрана водных ресурсов. Л.: Стройиздат, 1976. 224 с.
- Золотарев Т. Л. Гидроэнергетика. М.: Госэнергоиздат, 1950. 196 с.
- Иванов Б. И., Чешев В. В. Становление и развитие технических наук. Л.: Наука, 1977. 264 с.
- Кароль Л. А. Гидравлическое аккумулирование энергии. М.: Энергия, 1975. 164 с.
- Кривченко Г. И. Гидравлические машины. М.: Энергоатомиздат, 1983. 320 с.
- Кузин Т. Л. Основы кибернетики. Т. 1. Математические основы кибернетики. М.: Энергия, 1978. 504 с.
- Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления речным стоком. М.: Наука, 1981. 256 с.
- Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления водохозяйственными системами. М.: Наука, 1982. 272 с.
- Клишевич Г. В. Энергопроцесс гидроэнергетических установок. Л.: Энергия, 1969. 164 с.
- Леви И. И. Инженерная гидрология. М.: Высшая школа, 1968. 240 с.

- Малинин Н. К. Использование аналоговых вычислительных машин в водноэнергетических расчетах. М.: Энергия, 1974. 240 с.
- Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. 320 с.
- Методы оптимизации режимов энергосистем/В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др.; Под ред. В. М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981. 336 с.
- Мировая энергетика. Прогноз развития до 2020 года: Пер. с англ./Под ред. Ю. Н. Старшинова. М.: Энергия, 1980. 256 с.
- Нежиховский Р. А. Гидрологические расчеты и прогнозы при эксплуатации водохранилища. Л.: Гидрометеоздат, 1976. 192 с.
- Непорожный П. С., Обрезков В. И. Введение в специальность «Гидроэлектростанции». М.: Энергоиздат, 1982. 304 с.
- Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. М.: Энергоиздат, 1981. 464 с.
- Прузнер С. А., Златопольский А. Н., Некрасов А. М. Экономика энергетики СССР. М.: Высшая школа, 1978. 472 с.
- Резниковский А. Ш., Рубинштейн М. И. Диспетчерские правила управления режимами водохранилищ. М.: Энергоатомиздат, 1984. 104 с.
- Тягунов М. Г. Управление режимами ГЭС/МЭИ. М., 1984. 168 с.
- Филиппова Т. А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1975. 208 с.
- Цветков Е. В., Алябьева Т. М., Парфенов Л. Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/Под ред. Е. В. Цветкова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 304 с.
- Чугаев Р. Р. Гидравлика. Л.: Энергия, 1971. 552 с.
- Энергетика мира/Под ред. К. Д. Лаврененко. — М.: Энергия, 1979. 208 с.
- Энергетика мира/Под ред. П. С. Непорожного. М.: Энергоатомиздат, 1982. 216 с.
- Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы. М.: Наука, 1967. 600 с.
- Энергетические системы. Кибернетика электрических систем/Под ред. В. А. Веникова. М.: Высш. школа, 1974. 328 с.
- Энергетика СССР в 1981—1985 годах/Под ред. А. М. Некрасова и А. А. Троицкого. М.: Энергоиздат, 1981. 354 с.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Агрегат:**
 ГАЭС 184
 ГЭС 121
 насосный 34
 НС 171
 обратимый 39
 турбинный 121
 Агрегатный блок 137
- Баланс:**
 водный 57
 мощности агрегата насосного 175
 — турбинного 140
 — агрегатного блока 139
 — ГАЭС 75
 — гидрогенератора 127
 — ГЭС деривационной 73
 — приплотинной 75
 — русловой 75
 — ГЭС — ГАЭС 76
 — каскада ГЭС 77
 — НС 77
 — НС 75
 — ПЭС 77
 — турбины 124, 131
 напора ГАЭС 72
 — ГЭС деривационной 71
 — приплотинной 70
 — русловой 69
 — каскада ГЭС 72
 — НС 72
 — НС 71
 — ПЭС 72
 расхода в бьефе верхнем 57
 — — — нижнем 59
 — ГАЭС 62
 — ГЭС — ГАЭС 62
 — ГЭС деривационной 61
 — — плотинной 61
 — каскада ГЭС 63
 — — НС 64
 — НС 62
 — ПЭС 62
 энергии ГЭС 78
 — НС 79
- Бассейн:**
 водосборный 19
 ГАЭС см. Бьеф ГАЭС 36
 напорный 32
 ПЭС 40
- суточного регулирования (БСР) 31
Бьеф:
 ГАЭС верхний 36
 — нижний 36
 ГЭС верхний 30
 — нижний 30
 НС верхний 35
 — нижний 35
- Водовод напорный** 30
Водопользователи 215
Водопотребители 215
- Гидравлическая турбина** см. Турбина
Гидроагрегат см. Агрегат
Гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС):
 аккумулярования краткосрочного 36
 — длительного 36
 двухмашинная (с обратимыми агрегатами) 39
 несомещенная 36
 совмещенная 36
 трехмашинная 38
 четырехмашинная 38
Гидроэлектростанция (ГРЭС):
 без регулирования стока 217, 218
 деривационная 31
 регулирования длительного 217, 220
 — краткосрочного 217, 219
 плотинная 29
 смешанная (плотинно-деривационная) 33
Гидроэнергия, понятие 10
Гидроэнергетическая установка (ГЭУ) 28
 ГАЭС 35
 ГЭС 28
 ГЭС волновая (ВГЭС) 47
 ГЭС — ГАЭС 37
 каскады ГЭУ 42
 НС 34
 ПЭС 39
 энергетический комплекс 45
 Гиперповерхность 123
 График нагрузки системы 215
- годовой 215
 недельный 215
 регулярный (плановый) 215
 суточный 215
 ГЭС — ГАЭС 46
- Деривация:**
 безнапорная несаморегулирующаяся 31, 94
 — саморегулирующаяся 31, 94
 напорная 31
 отводящая 33
 подводящая 32
- Заряд ГАЭС** 62
Зоны графика нагрузки 215
- Кадастр водотока** 20
Каскад:
 ГАЭС 44
 ГЭС плотинных 43
 — деривационных 43
 НС 44
 с контррегулированием 41
 сомкнутый 42
 разомкнутый 42
Коэффициент:
 использования напора 70
 — расхода 74
 — стока 65
 минимума графика нагрузки 216
 относительной емкости (объема) водохранилищ 217
 плотности графика нагрузки 215
 регулирования стока 65, 227
Коэффициент полезного действия (КПД):
 агрегата ГЭС 74
 — насосного 76
 агрегатного блока ГЭС 74
 водоводов 74, 76
 гидрогенератора 127
 ГЭС 74
 ГЭУ 52
 деривации 74
 каскада ГЭС 77
 — НС 77
 НС 76
 по мощности 78
 — энергии 78
 створа 74
Кривая:
 нагрузки интегральная 279
 — системы 215
 подпора 90
 связи нижнего бьефа для открытого русла 82
 — — — с учетом ледовых условий 84
 — — — — подпора 84
Критерий оптимальности режима:
- внутростанционного ГЭС 149
 — НС 187
 длительного ГЭС 289
 краткосрочного ГАЭС 269
 — ГЭС 260
 — каскада ГЭУ 282, 205
 — НС 259
 — ПЭС 259
- Мареограмма** 13
Метод:
 агрегирования 254, 288
 балансовый 54
 декомпозиции 254, 288
 графо-аналитический 236
 особых (критических) точек 131
 Модуль стока 19
Мощность:
 агрегата 128
 — насосного 175
 агрегатного блока 139
 водотока 52
 ГАЭС 75, 187
 гидрогенератора 128
 ГЭС 73
 каскада ГЭС 77
 — НС 77
 НС 187
 подведенная 54
 полезная 54
 ПЭС 251
 турбины 126
- Нагрузка:**
 ГАЭС 269
 ГЭС 260, 276
 каскада ГЭУ 278
 НС 259
 энергосистемы активная 215
 — базисная 215
 — пиковая 216
 — полупиковая 216
 — регулярная (плановая) 216
- Напор:**
 агрегата (нетто) ГАЭС 70, 72, 119
 — ГЭС деривационной 71
 — — приплотинной 70
 — — русловой 69
 — НС 72, 121
 агрегатного блока 71
 ГАЭС 72
 гидроузла 68
 ГЭС (брутто) 66
 каскада ГЭС 118
 НС 72, 121
 участка водотока 67
 насосная станция (НС) 34
- Показатели режима:**
 абсолютные 122
 агрегата турбинного 128, 129
 — насосного 175, 176

308

Характеристика:
удельная ГЭС при напоре постоян-
ном 168
— с одинаковыми агрегатами
— турбины поворотно-лопастной
141
— радиально-осевой 136
эксплуатационная агрегата обра-
тимого 185
— турбинного 144
— ГЭС 172
энергетическая агрегата обратимо-
го 185, 186
— с насосами нерегулируемыми
178
— — регулируемыми 185, 186
— турбинного 131, 136
— агрегатного блока 140
— бьефа верхнего 82
— нижнего 82, 84
— водоводов напорных 94
— водохранилища ГЭС без учета
приточности 192
— с учетом потерь расхода
203
— — — приточности 198
— водохранилищ ГАЭС несовме-
щенной 206
— — совмещенной 209
— ГАЭС для режима заряда 250
— — разряда 250
— с обратимыми агрегатами 188
— гидрогенератора 138

Характеристика:
энергетическая ГЭС с агрегатами
одинаковыми 168
— — — разными 161
— — при напоре переменном
171
— — — постоянном 161, 168
— дельтации 95
— дифференциальная см. Харак-
теристика дифференциальная
— каскада ГЭС 118
— НС 188, 190
— потеря мощности см. Характе-
ристика потерь мощности
— — напора см. Характеристика
потерь напора
— — энергии см. Характеристика
потерь энергии
— рабочая см. Характеристика
расходная 51
— режимная 268
— спрямленная 268
— средненижневальная ГЭС 292
— — ТЭС 289
— створа 82
— технологическая 51
— ТЭС 263
— эксплуатационная 144, 172, 185

Цикл регулирования 217

Эффект эжекции 112

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Основные обозначения	7
Вводная глава	10
В.1. Источники гидроэнергии и ее основные особенности	10
В.2. Гидроэнергетический потенциал и его виды	16
Глава 1. Технологическая схема преобразования энергии гидроэнер- гетических установок	28
1.1. Основные типы гидроэнергетических установок	28
1.1.1. Общие положения	28
1.1.2. Гидроэлектростанции	34
1.1.3. Насосные станции	35
1.1.4. Гидроаккумуляторные электростанции	39
1.1.5. Приливные электростанции	42
1.1.6. Каскады гидроэнергетических установок	45
1.1.7. Энерготехнологические комплексы	47
1.1.8. Волновые гидроэлектростанции	50
1.1.9. Малые гидроэлектростанции	50
1.2. Обобщенная модель технологического процесса преобразования энергии на гидроэнергетических установках	56
1.3. Балансы расхода, напора и мощности гидроэнергетических уста- новок	56
1.3.1. Баланс расходов ГЭС	65
1.3.2. Баланс напоров ГЭС	72
1.3.3. Баланс мощности ГЭС	77
1.3.4. Баланс энергии ГЭС	80
Глава 2. Энергетические характеристики створа и водопроводящих сооружений	80
2.1. Общие положения	81
2.2. Энергетические характеристики верхнего и нижнего бьефов ГЭС	94
2.3. Энергетические характеристики деривации и водопроводящих со- оружений	105
Глава 3. Напорные и энергетические характеристики гидроузла	105
3.1. Общие положения	107
3.2. Напорные характеристики ГЭС	118
3.3. Напорные характеристики ГАЭС, НС и ПЭС	121
Глава 4. Энергетические характеристики гидроагрегатов ГЭС	121
4.1. Общие положения	130
4.2. Энергетические характеристики гидроагрегата	137
4.3. Энергетические характеристики гидроагрегатного блока	146
Глава 5. Энергетические характеристики ГЭС	146
5.1. Общие положения	148
5.2. Энергетические характеристики ГЭС с разными агрегатами	167
5.3. Энергетические характеристики ГЭС с одинаковыми агрегатами	171
Глава 6. Энергетические характеристики насосных и обратных агрегатов	171
6.1. Общие положения	177
6.2. Энергетические характеристики насосов и обратных гидромашин в насосном режиме	187
6.3. Энергетические характеристики НС, ГАЭС и других типов ГЭС	311

Глава 7. Энергетические характеристики водохранилищ	191
7.1. Общие положения	191
7.2. Энергетические характеристики водохранилищ ГЭС	192
7.3. Энергетические характеристики водохранилищ других типов ГЭУ	206
Глава 8. Энергетические и режимные особенности ГЭУ с водохранилищами разного вида регулирования стока	213
8.1. Общие положения	213
8.2. Электроэнергетическая система. Виды регулирования стока	214
8.3. ГЭС без регулирования стока и ГЭС с краткосрочным регулированием	218
8.4. Длительное регулирование стока	225
8.5. Специальные виды регулирования стока	228
Глава 9. Основы метода расчета водохозяйственного и водноэнергетического режима ГЭУ с водохранилищами	231
9.1. Общие положения	231
9.2. Расчеты режимов водохранилищ ГЭС	231
9.3. Расчеты режимов водохранилищ других типов ГЭУ	246
Глава 10. Энергетические характеристики ГЭУ при оптимизации краткосрочных режимов	253
10.1. Общие положения	253
10.2. Энергетические показатели ГЭУ в расчетах краткосрочных режимов	254
10.3. Оптимизация режимов одиночной ГЭУ в суточном графике нагрузки	259
10.4. Общий случай работы ГЭУ в суточном графике нагрузки	272
10.5. Упрощенные методы расчета краткосрочных режимов ГЭУ	279
10.6. Особые случаи расчета краткосрочных режимов ГЭУ	282
Глава 11. Энергетические характеристики ГЭУ при оптимизации длительных режимов	287
11.1. Общие положения	287
11.2. Энергетические показатели ГЭУ в расчетах длительных режимов	289
11.3. Энергетические характеристики ГЭУ и их бьефов в расчетах длительных режимов	292
11.4. Оптимизация длительных режимов ГЭУ	297
Список литературы	304
Предметный указатель	306

Николай Константинович Малинин

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Редактор Д. Н. Коробова
Редактор издательства Т. П. Готман
Художественные редакторы В. А. Гозак-Хозак,
О. П. Тинякова
Технический редактор В. В. Хапаева
Корректор З. Б. Драновская

ИБ № 308

Сдано в набор 22.05.85. Подписано в печать 10.10.85 Т-20156 Формат 60×90/16 Бумага типографская № 1 Гарнитура литературная Печать высокая Усл. печ. л. 19,5 Усл. кр.-отт. 19,5 Уч.-изд. л. 24,84 Тираж 2000 экз. Заказ 387 Цена 1 р. 10 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.
Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 109083, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.