

Е. В. Цветков, Т. М. Алябышева,
Д. Г. Парфенов

**ОПТИМАЛЬНЫЕ
РЕЖИМЫ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМАХ**

*Под редакцией доктора техн. наук,
профессора Е. В. ЦВЕТКОВА*



МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1984

ББК 31.5
Ц 27
УДК 621.311.21:658.514.012.122

Рецензент В. А. Степанов

Цветков Е. В. и др.

Ц27 Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/ Е. В. Цветков, Т. М. Алябышева, Л. Г. Парфенов; Под ред. Е. В. Цветкова. — М.: Энергоатомиздат, 1984.—304 с., ил.

В пер. 1 р. 10 к. 1200 экз.

Излагаются методы расчета с применением ЭВМ долгосрочных и краткосрочных режимов работы ГЭС различных типов в крупных энергообъединениях. Описываются также упрощенные методы расчета оперативного управления режимами и методы определения оптимальной очередности планирования ремонтов гидроагрегатов. Предлагаемые методы основаны на опыте практического использования их при осуществлении диспетчерского управления в ЕЭС СССР. Для инженеров-гидроэнергетиков и энергетиков-проектировщиков и эксплуатационников.

2305010000-286
Ц 051(01)-84 236-84

ББК 31.5
6П2.3

© Энергоатомиздат, 1984

ПРЕДИСЛОВИЕ

Гидроэлектростанции выполняют весьма ответственные функции в современных энергетических системах, участвуя в балансах мощности и энергии, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузок, обеспечивая резервы мощности и энергии. Наличие в составе энергосистем гидроэлектростанций усложняет планирование и анализ режимов энергосистем, но в то же время и создает значительные возможности для оптимизации режимов. Гидроэлектростанции осуществляют суточное, недельное, сезонное, годовое и многолетнее регулирование стока своими водохранилищами. Поэтому для ГЭС ставятся и решаются задачи оптимизации режимов каждого из указанных выше видов регулирования, причем в увязке с режимами других типов электростанций, так как гидроэлектростанции — составная часть энергосистем. Интенсивно происходящий процесс укрупнения и объединения энергосистем и создания Единой энергосистемы страны вынуждает рассматривать режимы ГЭС в составе более общих энергетических задач, решаемых для объединенных энергосистем.

Гидроэлектростанции работают также в составе водохозяйственных систем, обеспечивая помимо энергетики нужды и неэнергетических водопотребителей и водопользователей, что также приходится учитывать при расчете и анализе режимов ГЭС. Роль неэнергетических участников водохозяйственного комплекса с течением времени возрастает, учет их требований становится все более сложной задачей.

В силу отмеченных причин планирование оптимальных режимов работы каскадов ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах становится все более сложной задачей и требует применения современных математических методов и ЭВМ.

Внедрение ЭВМ и автоматизированных систем управления, как известно, интенсивно развивается во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в энергетике. В энергетике созданы первая и вторая очереди отрасле-

вой ОАСУ «Энергия», включающие большое число разнообразных технологических задач и базирующиеся на ЭВМ 3-го поколения. В ЦДУ ЕЭС СССР, во всех ОДУ, крупных энергосистемах, а также в проектных организациях созданы вычислительные центры, на которых решается большое число технологических задач управления. В состав этих задач входят и задачи расчета и анализа режимов работы каскадов ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах.

Основным содержанием настоящей книги является изложение методов и алгоритмов оптимизации, расчета и анализа как долгосрочных (на многолетие, год, часть года), так и краткосрочных (на неделю, сутки) режимов работы ГЭС в энергосистемах. Кроме того, рассмотрены методы и алгоритмы решения задач оперативного управления режимами ГЭС, получающие широкое распространение в последние годы, а также методы и алгоритмы оптимального планирования ремонтов агрегатов ГЭС с учетом режимов энергосистем.

Указанные методы обеспечивают единый взаимосвязанный комплекс решения задач планирования и управления режимами ГЭС на всех уровнях временной и территориальной иерархии управления современных энергосистем. Они составляют существенную часть автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) и тесно связаны с общими задачами планирования и управления энергетическими режимами, рассмотренными в книге под ред. В. М. Горнштейна «Методы оптимизации режимов энергосистем» [49].

На основе рассмотренных в книге методов и алгоритмов во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ разработаны машинные программы, внедренные в практику эксплуатации большинства отечественных каскадов гидроузлов.

Определенное внимание в книге уделено практическим аспектам применения методов и алгоритмов. Приводятся расчетные примеры, показывающие эффективность предлагаемых алгоритмов, возможности разработанных машинных программ, пути использования этих программ в эксплуатационных и проектных расчетах.

Комплексный подход к планированию и оперативному управлению режимами каскадов ГЭС обусловил необходимость развития указанных выше разработок, которые дополняют и расширяют книгу Е. В. Цветкова «Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами гидроэлектростанций на ЦВМ», выпущенную в 1967 г. [68].

Материал книги отвечает задачам, поставленным Энергетической программой СССР. Так, оптимизация эксплуатационных режимов работы каскадов ГЭС в составе объединенных энергосистем направлена на увеличение выработки энергии ГЭС и экономию в расходовании топлива на ТЭС, что отвечает основному положению программы, предусматривающему проведение активной энергосберегающей политики, всемерную экономию топлива и энергии.

Использование предлагаемых в книге методов и алгоритмов расчета режимов ГЭС для выбора основных параметров гидроузлов будет способствовать дальнейшему вовлечению в энергетический баланс эффективных возобновляемых гидроэнергетических ресурсов.

Авторы с благодарностью отмечают творческое участие в исследованиях сотрудников объединенной лаборатории режимов энергосистем ВНИИЭ — ВЦ ГТУ. Большое участие в этих работах принимали и сотрудники многих эксплуатационных организаций, где производилось внедрение разработок. Особенно велика в этом роль сотрудников службы оптимизации гидроэнергетических режимов ЦДУ ЕЭС СССР.

Авторы выражают признательность кандидатам техн. наук В. А. Степанову и С. Б. Елаховскому за их ценные советы и замечания.

Просьба замечания и пожелания по книге направлять в Энергоатомиздат по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

ГЛАВА I
СОСТАВ И НАЗНАЧЕНИЕ РАСЧЕТОВ
ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО
СТОКА ВОДОХРАНИЛИЩАМИ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И
ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫХ СИСТЕМАХ

Гидроэнергетические ресурсы рек СССР. Различают теоретический, технический и экономический потенциалы гидроэнергетических ресурсов.

Теоретический потенциал гидроэнергоресурсов не учитывает потери стока и водной энергии при ее преобразовании в электрическую. Технический гидроэнергетический потенциал — это та часть гидроэнергоресурсов, которая может быть использована путем сооружения гидроэлектростанций. При расчете технического потенциала учитываются потери (и отборы) воды, потери напора и другие потери энергии рек при ее преобразовании в электроэнергию. Экономический гидроэнергетический потенциал представляет собой ту часть технических гидроэнергоресурсов, использование которой на данном этапе развития народного хозяйства является экономически целесообразным.

Наибольший интерес представляет экономический потенциал гидроэнергоресурсов, который для рек СССР наибольший среди гидроэнергетических потенциалов других стран мира и достигает 1095 млрд. кВт·ч (11,1% мирового). Для сравнения отметим, что экономический потенциал гидроэнергоресурсов рек США составляет 685, Бразилии — 657, Канады — 218, Японии — 132, Франции — 70 млрд. кВт·ч.

Однако распределение гидроэнергоресурсов по территории СССР крайне неравномерное: в европейской части страны сосредоточено лишь 18,4% общесоюзного потен-

циала, а остальные в азиатской части страны, в том числе в Сибири 38,5, в Средней Азии и Казахстане 18,3, на Дальнем Востоке 27,3, на Северном Кавказе и в Закавказье 6,4%.

На начало 1981 г. экономический гидроэнергетический потенциал в целом по СССР использован на 19,2%, в том числе в европейской части СССР — на 40%. Для сравнения укажем, что экономический потенциал США использован на 40, Канады — на 45, Японии — на 58%.

Выработка энергии ГЭС СССР составила в 1980 г. 183,9 млрд. кВт·ч, или 14,2% общего производства энергии, установленная мощность ГЭС — 52,3 млн. кВт, или 19,6% суммарной мощности электростанций, в том числе в Сибири 55,3, в Закавказье 38,4, в Средней Азии и Казахстане 28,3%.

Формирование стока рек происходит под влиянием разнообразных геофизических факторов, для которых возможно лишь вероятностное описание. По этой причине и изменение стока во времени представляют в виде стохастического процесса, в котором на детерминированные изменения налагаются случайные колебания. Вес случайных колебаний велик, что делает невозможными однозначные долгосрочные гидрологические прогнозы.

Случайные колебания речного стока проявляются как в многолетнем, так и в годовом разрезе. Годовые стоки рек имеют большие различия, кроме того, наблюдаются циклы маловодных и многоводных лет, причем продолжительность этих циклов также случайны. Во внутригодовом разрезе резко различаются стоки разных периодов года.

Стохастическая природа речного стока обуславливает то, что выработка электроэнергии отдельных ГЭС, каскадов ГЭС и всех ГЭС страны характеризуется существенной непредсказуемой изменчивостью в многолетнем разрезе, а также по сезонам года, даже с учетом некоторой асинхронности стока разных рек и регулирующего действия водохранилищ ГЭС.

В табл. 1.1 для иллюстрации приведены данные о фактической выработке энергии ГЭС Волжско-Камского каскада за 10-летний период (1970—1979 гг.). Наибольшая разница в годовой выработке энергии этих ГЭС в этот период достигает 46% среднемноголетней выработки.

Стохастическая природа речного стока отличает ГЭС от электростанций других типов, значительно усложняет планирование и анализ их режимов, выбор и обоснование их проектных параметров, установление правил их эксплуатации.

Таблица 1.1. Динамика изменения выработки

Гидроэлектростанция	Установленная мощность, тыс.кВт	Проектная выработка в год, млн.кВт.ч	Фактическая			
			1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.
Угличская	110	214	162,7	198,2	138,8	158,0
Рыбинская	330	1050	989,6	645,8	554,0	436,3
Горьковская	520	1513	1527,5	1208,0	1099,8	921,3
Волжская имени В. И. Ленина	2300	10 100	10539,4	10113,6	9525,6	6991,9
Саратовская имени Ленинского комсомола	1360	5400	5162,6	5378,0	4959,7	3840,2
Волжская имени XXII съезда КПСС	2541	11 100	11788,2	10786,5	10251,1	8330,4
Павловская	166,4	590	637,3	755,0	564,8	618,1
Камская	504	1915	1897,4	2180,3	1987,3	1843,1
Воткинская	1000	2388	2427,9	2707,4	2626,8	2153,7
Всего	8831,4	34 270	35132,6	33972,9	31707,9	25293,0
		100	102,5	99,1	92,5	73,8

Каскадное использование рек системами гидроузлов. Для современного этапа использования водноэнергетических ресурсов характерным является сооружение крупных каскадов ГЭС с большими водохранилищами, обеспечивающих наиболее полное и эффективное использование энергии рек.

Каскадное расположение ГЭС предопределяет взаимосвязь режимов водохранилищ ГЭС по расходам воды, а очень часто и по напорам, что должно учитываться в математических моделях расчета и анализа режимов ГЭС.

На большинстве отечественных ГЭС обеспечена высокая степень зарегулированности речного стока благодаря созданию крупных водохранилищ, осуществляющих регулирование стока в сезонном, годовом и даже многолетнем разрезах.

Степень зарегулированности стока определяется коэффициентом относительного объема β , который равен отношению полезного объема водохранилища $W_{пол}$ к среднему за многолетний период объему годового стока \bar{W} в створе ГЭС: $\beta = W_{пол} / \bar{W}$.

Водоохранилища ГЭС в зависимости от их относительного объема могут осуществлять как краткосрочное (су-

Электрoэнергии на ГЭС Волжско-Камского каскада

выработка, млн.кВт.ч/год							Средняя за 10 лет	% проектной выработки
1974 г.	1975 г.	1976 г.	1977 г.	1978 г.	1979 г.			
207,4	181,0	245,1	253,7	284,8	206,6	203,6	95,1	
634,8	721,6	832,7	810,4	926,5	1068,7	762,0	72,6	
1381,8	1200,9	1480,7	1385,4	1792,4	1636,7	1363,6	93,1	
10866,1	7342,4	8348,8	8353,9	12823,7	11872,0	9677,7	95,8	
5249,6	4127,9	4824,8	4720,2	6379,4	5728,2	5037,1	93,3	
11710,8	8717,3	9305,1	9043,6	13171,8	12904,5	10600,9	95,5	
586,4	365,3	378,7	475,6	616,7	635,8	563,4	95,5	
1860,9	1476,0	1494,3	1425,4	2266,6	2059,6	1845,2	96,4	
2675,8	1810,1	1881,3	1658,5	2794,2	2778,5	2351,4	98,5	
35173,6	25942,5	28791,5	28127,7	41056,1	38851,6	32404,9	94,6	
102,6	75,7	84,0	82,1	119,8	113,4	94,6		

точное, недельное), так и долгосрочное [сезонное (годовое), многолетнее] регулирование стока.

В пределах одних суток или недели речной сток для большинства рек равномерный; при недельном и суточном регулировании происходит трансформация равномерного графика стока через ГЭС в неравномерный в соответствии с требованиями потребителей. Например, в рабочие дни недели (периоды высоких нагрузок энергосистемы) водохранилища срабатываются, а в выходные дни наполняются. Для водохранилищ суточного и недельного регулирования $\beta = 0,01 \div 0,02$.

Внутри года сток распределен крайне неравномерно. Например, распределение суммарной естественной приточности к створам ГЭС внутри года (четыре квартала) для трех основных каскадов ГЭС СССР, на которые приходится 63% выработки энергии всех ГЭС в ЕЭС СССР, для года средней водности характеризуется следующими значениями (% годового притока):

Каскады	I	II	III	IV
Ангаро-Енисейский	4	41	45	10
Волжско-Камский	10	63	14	13
Днепровский	16	56	15	13

При сезонном (годовом) регулировании стока водохранилища срабатываются в осенне-зимний период и наполняются в весенний период. Водоохранилище имеет возможность выполнять сезонное регулирование стока при $\beta=0,02 \div 0,1$ и годовое регулирование стока при $\beta=0,1 \div 0,3$ (большие значения β отвечают большему коэффициенту изменчивости стока c_v).

Целью многолетнего регулирования стока является выравнивание зарегулированного стока по годам: увеличение стока маловодных лет и уменьшение стока многоводных лет. Для выполнения многолетнего регулирования стока должно быть $\beta > 0,3$.

Эффективность длительного регулирования стока оценивается коэффициентом регулирования α , представляющим отношение зарегулированного расхода к среднемугодовому расходу: $\alpha = Q_{\text{рег}}/Q_{\text{мн}}$.

Водоохранилища длительного регулирования обычно выполняют и все менее длительные виды регулирования стока.

На 1 января 1981 г. 89 наиболее крупных отечественных ГЭС имели 50 водохранилищ с полезным объемом 445 095 млн. м³, что составило 52% регулируемого этими водохранилищами стока рек.

Таблица 1.2. Характеристики наиболее крупных водохранилищ ГЭС СССР [61]

Гидроэлектростанция (водохранилище), река	Среднегодовой сток в створе гидроузла, млн.м ³	Объем водохранилища, млн.м ³		Доля годового стока, %	Вид регулирования
		полный	полезный		
Братская имени 50-летия Великого Октября, Ангара	91 600	169 300	48 250	52,6	Многолетнее
Иркутская, Ангара (включая оз. Байкал)	60 730	47 650	46 500	76,6	"
Зейская, Зeya	24 400	68 420	38 260	156,8	"
Бухтарминская, Иртыш (включая оз. Зайсан)	18 600	49 740	30 800	165,6	"
Вилуйская, Вилуй	20 000	35 880	17 830	89,1	"
Токтогульская, Нарын	11 360	19 500	14 000	123,2	"
Верхне-Свирская (включая Онежское озеро)	19 300	260 000	12 700	65,8	"
Цимлянское, Дон	22 300	23 860	11 500	51,6	"
Рыбинское, Волга	35 200	25 400	16 700	47,4	Годовое
Кумская, Кума	4200	9830	8630	205,5	Многолетнее
Волжская имени В. И. Ленина, Волга	241 000	57 000	34 600	14,4	Годовое

В настоящее время дополнительно создается еще 15 крупных водохранилищ ГЭС полезным объемом 45 779 млн. м³ [61].

Как следует из данных, приведенных в табл. 1.2, на крупных ГЭС созданы водохранилища, способные осуществлять наиболее эффективные длительные виды регулирования стока.

Наличие емких водохранилищ и регулирование стока при помощи водохранилищ позволяют приспособлять случайный характер изменения речного стока к плановым нуждам энергетики и неэнергетических водопользователей и водопотребителей.

Регулирование стока при помощи водохранилищ, кроме того, позволяет увеличивать эффективность использования стока для участников водохозяйственного комплекса (ВХК) — снижать холостые сбросы воды, увеличивать КПД преобразования стока в энергию для электроэнергетики и т. п.

Комплексное (многоцелевое) назначение гидроузлов. Большинство отечественных гидроузлов имеет многоцелевое назначение и обеспечивает удовлетворение интересов не только энергетики, но и других отраслей народного хозяйства — сельского хозяйства, речного транспорта, рыбного хозяйства, защиты от наводнений и т. п. Многоцелевое использование гидроузлов имеет большие преимущества по сравнению с их отдельным использованием — экономятся капиталовложения и снижаются эксплуатационные затраты, однако возникает сложная задача увязки интересов различных участников ВХК. Особенно сложно решение этой задачи при противоречивости интересов разных водопотребителей и водопользователей, например, в маловодные годы, когда приходится вводить ограничения на потребление воды.

Энергетика была и на многих ГЭС остается и по настоящее время ведущим участником водохозяйственного комплекса. Однако заметна четкая выраженная тенденция возрастания роли и неэнергетических участников комплекса. В перспективе роль неэнергетических участников ВХК еще более возрастет, хотя энергетическое значение гидроузлов будет оставаться существенным, особенно в условиях напряженного топливно-энергетического баланса страны.

Комплексное назначение гидроузлов обусловлено тем, что гидроэлектростанции являются важными элементами энергетических и водохозяйственных систем. Более того, они играли и играют большую роль в образовании и формировании таких систем.

Указанные системы по своим характеристикам относятся к большим системам кибернетического типа. В их состав входит множество разнообразных элементов (объектов), рассредоточенных на большой территории, связанных между собой сложными взаимными отношениями и находящихся под единым управлением.

Энергетические системы являются основной формой организации энергетического производства и представляют собой совокупность работающих под единым управлением элементов общей цепочки получения, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии, получаемой от электростанций.

В своем развитии энергетика вначале шла по пути создания отдельных энергосистем (сейчас их около 100), затем объединенных энергосистем (их 11) и, наконец, единой энергосистемы страны (ЕЭС СССР). Сейчас в составе ЕЭС СССР работают 9 объединенных энергосистем, вырабатывающих почти 95% всей электроэнергии в стране; процесс укрупнения ЕЭС СССР продолжается.

Гидроэлектростанции характеризуются очень высокой маневренностью, и поэтому в энергосистемах на них возлагаются покрытие наиболее неравномерной пиковой части графиков электрических нагрузок, а также функции аварийного резерва мощности и энергии, регулирования частоты и перетоков.

Гидроэлектростанции используют ежегодно возобновляемую энергию рек и не требуют для своей работы расходования дорогостоящего органического топлива. Например, выработанные на ГЭС СССР в 1980 г. 180 млрд. кВт·ч энергии заменили около 60 млн. т условного топлива.

Интенсивное развитие производительных сил страны и связанный с ним рост водопотребления обусловили создание водохозяйственных систем, обслуживающих большое число водопотребителей и водопользователей. Уже сейчас можно говорить о водохозяйственных системах бассейнов рек Волги, Днепра, Сырдарьи и др.

Под термином водохозяйственная система (ВХС) понимают совокупность водотоков и технических устройств на них, предназначенных для регулирования, перемещения и использования речного стока, а также других запасов пресной воды (артезианской, озерной). Термин водохозяйственный комплекс (ВХК) эквивалентен водохозяйственной системе. Термин компонент (участник) ВХК означает отрасль народного хозяйства, обслуживаемую данным ВХК. Конкретного водопо-

ребителя или водопользователя, являющегося элементом ВХС, называют водохозяйственным объектом.

Центральное место в водохозяйственных системах обычно занимают гидроэлектростанции с большими водохранилищами на основной русловой сети, от которой вода поступает в водозаборы, транспортные и распределительные каналы, доставляющие воду многочисленным потребителям.

Проблема водообеспечения развивающегося народного хозяйства приобрела большое значение уже в настоящее время; в будущем важность этой проблемы еще более возрастет. Новым аспектом решения этой проблемы в современных условиях стал неперемный учет условий охраны водных ресурсов и окружающей среды.

Несоответствие между размером и режимом водопотребления, с одной стороны, и объемом естественного стока, с другой, стимулирует создание крупных водохранилищ и их каскадов на основных водных артериях страны, которые осуществляют главным образом перераспределение стока во времени в интересах комплекса водопотребителей. Однако быстрые темпы роста водопотребления в ближайшие десятилетия, особенно в южных районах страны, приведут к существенному дефициту водных ресурсов и станут фактором, ограничивающим экономическое развитие таких районов страны.

Так, по прогнозным экстремальным оценкам потребление свежей воды к концу века утроится, а безвозвратное водопотребление увеличится в 2,5 раза. Это создает большую напряженность в обеспечении водой народного хозяйства, особенно на южном склоне европейской части страны, в Средней Азии и Казахстане, и обуславливает необходимость решения проблемы территориального перераспределения стока.

Важнейшей народнохозяйственной проблемой является переброска части стока северных рек европейской части СССР на юг и сибирских рек в Среднюю Азию и Казахстан для орошения и обводнения земель и водоснабжения, что создает предпосылки для создания объединенных водохозяйственных систем. В перспективе будут созданы единые водохозяйственные системы европейской части страны и Сибири, а в более отдаленной перспективе — единая водохозяйственная система СССР.

При решении проблем создания водохозяйственных систем и регулирования речного стока водохранилищами необходим учет, как выше отмечалось, факторов, связанных с охраной природных вод. Актуальность учета этих

факторов чрезвычайно увеличилась к настоящему времени вследствие того, что развитие промышленности и сельского хозяйства, увеличение населения и неравномерное расселение людей по территории земного шара обусловили возрастание темпов истощения и загрязнения водных ресурсов. Решение круга вопросов, связанных с охраной природных вод, включает [36] регламентацию требований к количеству и качеству природных вод и критериям их оценки, оптимизацию водоохранных мероприятий, в том числе установление требований к минимально допустимым (санитарным) расходам воды в контрольных створах речной сети, к качеству воды, оцениваемому рядом показателей, к уровню режиму в контрольных створах рек и т. п.

Создание цепочек водохранилищ каскадов ГЭС на крупных реках позволяет говорить также о создании единых транспортных глубоководных систем.

Энергетические, водохозяйственные, транспортные системы взаимосвязаны по режимам их работы главным образом через гидроэлектростанции.

Условия работы каскадов ГЭС в составе указанных систем должны учитываться при планировании и анализе их работы, что значительно усложняет решение режимных задач. Учет указанных условий возможен на основе системного подхода, общепринятого в настоящее время при решении разнообразных технических и экономических задач.

1.2. ЗАДАЧИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ, СОДЕРЖАЩИХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Общая характеристика задач. Гидроэлектростанции являются элементом энергетических систем, и поэтому задачи планирования и управления их режимами являются составной частью общих задач планирования и управления режимами энергосистем в целом. Режимы ГЭС должны рассматриваться совместно с режимами других типов электростанций — тепловых и атомных, а также электрической сети.

В табл. 1.3 приведен состав основных групп энергетических режимных задач, которые решаются на любом территориальном иерархическом уровне управления — в ЦДУ ЕЭС СССР, в ОДУ и в РЭУ. Таблица иллюстрирует общепринятую территориальную, временную и функциональную декомпозиции энергетических режимных задач.

Территориальная декомпозиция предполагает раздельное, но взаимосвязанное решение задач на разных иерархических

Таблица 1.3. Основные группы энергетических режимных задач для разных временных уровней планирования и управления

Вид проектирования, планирования, управления	Временные уровни	Задачи баланса мощности	Задачи баланса энергии			
			Баланс электроэнергии	Баланс тепла	Баланс водных ресурсов	Баланс топлива
Проектирование	15—20 лет	+	+	+	+	+
	До 10 лет	+	+	+	+	+
	До 5 лет	+	+	+	+	+
Долгосрочное планирование режимов	На ряд лет	+	+	+	+	+
	Год	+	+	+	+	+
	Квартал	+	+	+	+	+
Краткосрочное планирование режимов	Месяц	+	+	+	+	+
	Неделя	+	+	+	+	+
Оперативное управление	Сутки	+	+	+	+	+
	Часть суток	+	+	+	+	+
	Часовые и внутрисуточные точки суточного графика	+	+	—	—	—

Примечание. + означает, что данные задачи относятся к указанному временному уровню.

уровнях управления энергетикой — на уровнях ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ и РЭУ.

Временная декомпозиция предполагает раздельное, но также взаимосвязанное решение задач для разных по длительности предстоящих временных периодов. Различают режимные расчеты при проектировании энергосистем (на периоды до 5, 10 и 15—20 лет) в зависимости от стадии проектирования, при долгосрочном планировании режимов в условиях эксплуатации (на несколько лет, год, квартал, месяц), при краткосрочном планировании режимов в условиях эксплуатации (на неделю, сутки) и при оперативном управлении эксплуатационными режимами (на часть суток и на предстоящий интервал времени 5—60 мин). На более кратковременных интервалах функционирует автоматическое регулирование нормального режима (АРЧМ).

Режимные задачи занимают центральное место как при проектировании развития энергосистем, так и при текущей эксплуатации энергосистем.

В условиях эксплуатации расчеты режимов энергосистем представлены наиболее широко, на основе этих расчетов осуществляется ведение текущих режимов энергосистем.

Высок удельный вес режимных расчетов и при проектировании энергетических систем. Особенностью этих расчетов по сравнению с эксплуатационными является расчет режимов для серии выбираемых параметров энергосистем. Кроме того, в проектных расчетах, особенно на дальнюю перспективу, допустимы большие упрощения режимных расчетов. Проектирование энергосистем охватывает три основных временных периода — до 20 лет, до 10 лет и до 5 лет. При переходе от более длительного периода к более короткому уменьшается число рассматриваемых альтернатив развития энергосистем и одновременно усложняется состав расчетов режимов энергосистем. Общий состав режимных расчетов при проектировании и эксплуатации энергосистем одинаков.

По функциональному признаку задачи расчета энергетических режимов могут быть разделены на две группы — расчет баланса мощности и расчет баланса энергии. В свою очередь задачи баланса энергии подразделяются на задачи баланса электроэнергии, тепла, топлива и гидроресурсов.

Сравнение планируемого и фактического режимов энергосистем показывает, что практически полное совпадение указанных режимов имеет место лишь при планировании на предстоящие 5—60 мин. Чем более длительный период планирования, тем большими оказываются различия плановых и фактических режимов, что отражает объективный факт наличия погрешностей в исходной информации. Совершенствование методов прогнозирования исходной информации позволит снизить, но не ликвидировать эти погрешности прогнозирования. Причина этого заключается в том, что наряду с детерминированной (однозначной) информацией в режимных расчетах используется и случайная по своей природе, а также частично неопределенная информация. Примерами случайной информации являются речной сток, в некоторой мере энергопотребление (особенно потребление тепла, существенно зависящее от температуры воздуха), аварийные выходы оборудования энергосистем. Примерами частично неопределенной информации могут быть сдвиги в сроках ввода и освоения нового оборудования, перебои с топливоснабжением тепловых электростанций.

Основным методом управления эксплуатационными режимами энергосистем в условиях стохастической и частично неопределенной информации является последовательная корректировка режимов. Рассмотренные последовательно уменьшающиеся временные уровни планирования реализуют этот метод; кроме того, почти на каждом временном уровне планирования имеется также несколько корректировок планов: годового, квартального и др.

При проектировании энергосистем для преодоления погрешностей случайной и неопределенной исходной информации также широко используется метод последовательных корректировок, но уже для планов развития энергосистем [12].

При планировании режимов энергосистем на любой момент или период времени должен быть обеспечен баланс между ресурсами и потреблением, поэтому указанные в табл. 1.3 группы задач и имеют названия балансовых. *Получение сбалансированных режимов и планов является главной целью планирования режимов и определяемых на их основе технико-экономических показателей, что реализует главные для эксплуатации критерии бесперебойности и надежности энергоснабжения.* Если существует множество способов сведения балансов между ресурсами и потреблением, то следует стремиться к определению оптимальных балансов мощности и энергии, отвечающих критерию минимума зависящих от режимов эксплуатационных издержек. В результате будут достигнуты экономия топлива, снижение потерь энергии в электрических сетях и т. п.

В каждую группу балансовых задач, указанных в табл. 1.3, включаются задачи четырех видов: прогнозирования (расчета) баланса, ретроспективного анализа баланса (сопоставления плана, факта, а иногда и оптимального баланса) и информационно-справочные задачи. Последние служат для получения различных справок по рассчитанным или фактическим показателям баланса.

Кроме отмеченных имеются и другие задачи, например задачи по построению технологических характеристик электростанций (расходных и относительных приростов), по расчету матриц сетевых коэффициентов и т. п.

Задачи расчета балансов мощности и энергии. Поскольку процессы производства и потребления электроэнергии в каждый момент времени происходят одновременно, должен соблюдаться баланс мощностей в энергосистеме.

В течение года нагрузка энергопотребления изменяется: внутри года по сезонам, внутри сезонов по месяцам и неделям, внутри недель по дням недели, внутри суток по часам суток, внутри каждого часа по минутам.

Обеспечить расчеты баланса мощности для всех моментов годового периода практически невозможно, и поэтому расчеты балансов мощности для часов максимальных (а иногда и минимальных) нагрузок и расчеты балансов электроэнергии для периодов времени выполняются раздельно. Сказанное иллюстрирует рис. 1.1, на котором показаны баланс мощности для суточного максимума нагрузок и баланс электроэнергии для среднесуточной нагрузки.

В проектных расчетах балансы мощности разрабатываются для каждого года перспективного периода, но для одной точки года — для годового максимума нагрузки (обычно это максимум рабочего дня декабря месяца). Иногда баланс мощности проверяется еще для двух точек года — максимумов нагрузки весеннего и летнего периодов.

В эксплуатационных расчетах балансы мощности разрабатываются более детально: при годовом планировании — для максимумов нагрузки рабочего дня каждого месяца, при квартальном и месячном планировании — для максимумов нагрузки каждой недели, при суточном планировании — для утреннего и вечернего максимумов нагрузки, а также для ночного провала нагрузки предстоящих суток.

При разработке балансов мощности последовательно осуществляются расчет и увязка расходной и приходной частей баланса. Расходная часть определяется прогнозируемыми максимумами энергопотребления, приходная часть — генерируемыми мощностями электростанций. Однако в балансе мощностей электростанции участвуют не всей своей установленной мощностью, а сниженной (генерируемой) мощностью. Снижение мощности электростанций показано на рис. 1.1.

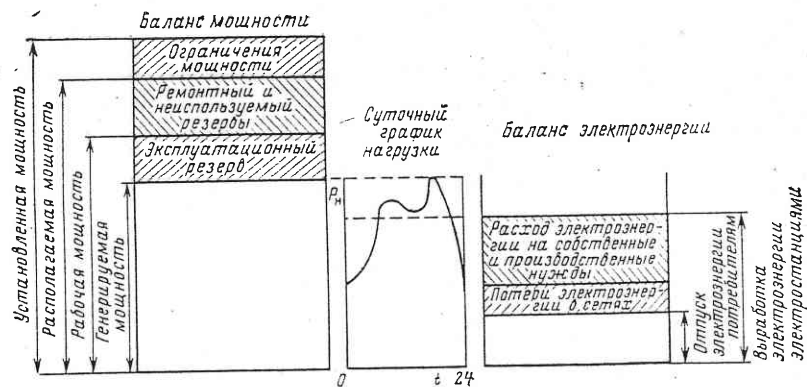


Рис. 1.1. К расчетам балансов мощности и электроэнергии

При сведении баланса мощности энергосистем должны быть так запланированы статьи (составляющие) снижения мощностей электростанций от установленной до рабочей и генерируемой, чтобы в часы максимумов нагрузок генерируемые мощности электростанций энергосистем были не ниже максимумов электропотребления, а в часы минимумов — не выше минимумов электропотребления при запланированных вводах нового оборудования и демонтажа устаревшего оборудования. Если оказывается невозможным установить такие мощности электростанций, при которых удовлетворяются максимумы электропотребления, то должно производиться ограничение электропотребления.

Расчеты баланса мощности при эксплуатации производятся на разных территориальных уровнях управления для разных временных периодов планирования режимов.

Гидроэлектростанции участвуют в балансах мощности своей пиковой суточной мощностью, которая зависит от напора и запланиро-

ванного для использования в данные сутки расхода воды. Планирование суточного расхода воды и связанной с ним выработки электроэнергии ГЭС выполняется в составе задач планирования баланса энергии, что предопределяет взаимосвязь балансов мощности и энергии. Аналогичная взаимосвязь имеет место и по тепловым станциям с ограниченным расходом топлива, например по газомазутным электростанциям.

На гидроэлектростанции возлагаются и некоторые виды резерва мощности, не требующие значительного расхода энергоресурса, — это резерв для регулирования частоты и перетоков мощности, часть аварийного резерва мощности. Весьма важной задачей, до конца не решенной в настоящее время, является задача рационального распределения общего резерва мощности между ТЭС и ГЭС, а также между разными ГЭС.

Расчеты баланса энергии. Электростанции энергосистем обеспечивают потребителей электрической и тепловой энергией, соответственно требуется составлять балансы этих двух видов полезной энергии.

Полезная энергия получается путем преобразования на электростанциях двух видов подведенной энергии (энергоресурсов) — водной энергии на ГЭС и энергии топлива на ТЭС. Поэтому необходима разработка также балансов подведенной энергии — гидроресурсов и топлива. Последние балансы должны быть так составлены, чтобы удовлетворялись балансы полезной энергии. При наличии в энергосистемах ГЭС комплексного назначения составляемые балансы гидроресурсов, очевидно, должны учитывать интересы не только энергетики, но и других водопотребителей и водопользователей.

Таким образом, общий баланс энергии включает в себя четыре вида взаимосвязанных балансов — электроэнергетики, тепловой энергии, топлива и гидроресурсов, что и отражено в табл. 1.3.

Расчеты всех четырех видов баланса энергии, как и расчеты балансов мощности, выполняются для разных уровней территориальной иерархии управления с последующей итеративной их увязкой, а также для различных по длительности периодов планирования режимов энергосистем.

Расчеты балансов энергии выполняются по дискретным расчетным интервалам: для года и квартала — обычно по месяцам, для месяца — по неделям, для недели — по суткам, для суток — по часам.

Расчет баланса электроэнергии заключается в последовательном определении расходной части баланса (отпуска электроэнергии потребителям, расхода электроэнергии на собственные и производственные нужды и на компенсацию потерь энергии в электрических сетях) и приходной части баланса (выработки электроэнергии электростанциями, поступления электроэнергии от других энергосистем) и приведении в соответствие расхода электроэнергии ее приходу.

Расчет баланса тепловой энергии заключается в балансировке приходной части (отпуска тепла от ТЭЦ, электробоильерных и централизованных котельных) с расходной частью (отпуском тепла потребителям, расходом тепла на собственные нужды ТЭЦ).

Для обеспечения запланированной выработки электроэнергии и тепла от тепловых электростанций и котельных необходимы топливные ресурсы, что вызывает необходимость расчета баланса топлива.

Расчет баланса гидроресурсов сводится к распределению поступающей к ГЭС воды на выработку электроэнергии и для использования неэнергетическими водопотребителями и водопользователями. Учитываются различные потери расхода и напора и, главное, регулирование стока водохранилищами ГЭС.

Баланс гидроресурсов тесно связан с балансом мощности и электроэнергии. При расчетах оптимальных долгосрочных и краткосрочных режимов регулирования водохранилищ ГЭС одновременно осуществляются расчеты и балансов гидроресурсов, и балансов электроэнергии и мощности с учетом имеющихся гидроресурсов. В последних главах книги все эти задачи рассматриваются более подробно.

Взаимосвязанность балансов мощности и энергии обуславливает необходимость многократного итеративного расчета каждого баланса, чтобы в результате были получены полностью сбалансированный режим энергосистем и отвечающие этому режиму основные технико-экономические показатели работы энергосистем.

Рассмотренный баланс энергии в целом и составляющие его частные балансы в существующей эксплуатационной практике разрабатываются, как и балансы мощности, для средних условий по исходной информации. Большим недостатком существующей системы планирования баланса энергии является то, что при планировании не рассматриваются вероятные отклонения от средних условий.

Для сведения баланса энергии при этих отклонениях исходной информации необходимо включение в состав статей энергобаланса резерва энергоресурсов — топлива, гидроресурсов — аналогично тому, как резервы мощности включены в баланс мощности.

Резервы энергоресурсов должны быть предназначены для компенсации дефицитов энергопотребления в случае отклонения от расчетных условий следующих основных факторов: потребления энергии и тепла; выработки электроэнергии ГЭС, ТЭС и АЭС по состоянию оборудования; вводов нового оборудования; недопоставок отдельных видов топлива и изменения качества топлива; изменения удельных расходов топлива; условий использования отдельных избыточных видов топлива. Указанные факторы имеют вероятностный или частично неопределенный характер.

Актуальными являются как задача определения оптимального значения резерва энергии, так и задача распределения резерва энергии

между электростанциями и во времени для обеспечения равной надежности функционирования различных частей ЕЭС СССР.

Резервы мощности и энергии позволяют сгладить противоречия между вероятностным и частично неопределенным характером функционирования энергосистем и принятыми в настоящее время детерминированными методами текущего планирования, ориентированными на средние значения составляющих основной исходной информации.

Приведенный обзор энергетических задач имел целью показать место в них задач о режимах ГЭС и необходимость сложной взаимной увязки режимов ГЭС с режимами электростанций других типов и режимами объединенной энергосистемы в целом.

1.3. ЗАДАЧИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СТОКА ВОДОХРАНИЛИЩАМИ

Задачи расчета энергетических режимов ГЭС. Если гидроузлы имеют чисто энергетическое назначение, то режимы их работы полностью определяются требованиями объединенной энергосистемы, в состав которой они входят.

Значительно более сложным является случай гидроузлов комплексного назначения, обслуживающих помимо энергетики и другие отрасли народного хозяйства. В таком случае общие задачи расчета режимов ГЭС обычно разделяют на две взаимосвязанные группы. Отдельно рассматриваются задачи распределения использования водных ресурсов между участниками водохозяйственного комплекса, в результате решения которых формируется система ограничений, регламентирующая указанное распределение водных ресурсов. Далее решаются задачи расчета энергетических режимов ГЭС, но уже при учете указанных водохозяйственных ограничений.

Система водохозяйственных ограничений может быть различной в задачах долгосрочного и краткосрочного планирования, а также оперативного управления. Ограничения обычно накладываются на среднемесячные, средне-суточные и часовые расходы и уровни воды в нижние бьефы ГЭС, уровни и амплитуды колебаний уровней нижнего бьефа как в створе ГЭС, так и в отдаленных створах.

В табл. 1.4 представлен состав задач расчета энергетических режимов ГЭС, используемых в современной эксплуатационной практике. Планирование долгосрочных режимов ГЭС, или планирование долгосрочного водноэнергетического баланса ГЭС, включает временные уровни многолетнего, годового, квартального и месячного планирования (или регулирования водохранилищ ГЭС).

Таблица 1.4. Основные задачи расчета энергетических режимов ГЭС

№ задачи	Задача
	Задачи планирования долгосрочного водноэнергетического баланса
1	Расчет долгосрочных режимов ГЭС на заданные параметры
2	Расчет допустимых долгосрочных режимов ГЭС
3	Расчет оптимальных многолетних режимов ГЭС
4	Расчет оптимальных годовых (сезонных) режимов ГЭС
5	Ретроспективный анализ долгосрочных режимов ГЭС
	Задачи планирования краткосрочного водноэнергетического баланса
6	Расчет краткосрочных режимов ГЭС на заданные параметры
7	Расчет допустимых краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС
8	Расчет оптимальных краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС
9	Дооптимизация краткосрочных режимов ГЭС при учете неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС
10	Дооптимизация краткосрочных режимов ГЭС при учете невыпуклых характеристик ГЭС
11	Ретроспективный анализ краткосрочных режимов ГЭС
	Задачи оперативного управления режимами ГЭС
12	Корректировка режимов ГЭС на период до конца суток
13	Оперативная корректировка режимов ГЭС на заданный момент времени
14	Ретроспективный анализ оперативных режимов ГЭС

Расчет многолетнего регулирования водохранилищ каскадов ГЭС выполняется при наличии в каскаде водохранилищ многолетнего регулирования. Результатом расчета являются выработка энергии ГЭС многолетнего регулирования на планируемый год или объем сработки (наполнения) их водохранилищ к концу планируемого года. Расчет годового (сезонного) регулирования водохранилищ каскадов ГЭС определяет выработку энергии ГЭС в каждом квартале, месяце или даже неделе или сработку (наполнение) водохранилищ на конец тех же отрезков времени.

Расчеты режимов ГЭС на предстоящий квартал, месяц или неделю обычно сводятся к уточнению режимов ГЭС до конца годового (сезонного) цикла регулирования его водохранилищ при одновременном уточнении режима на предстоящий кварталный, месячный или недельный интервал времени. При таких уточнениях целесообразно для начала расчетного периода брать недельные

расчетные интервалы времени, с тем чтобы определить показатели режимов ГЭС и на предстоящую неделю.

В состав задач долгосрочного цикла включаются и задачи ретроспективного анализа долгосрочных режимов ГЭС, т. е. задачи сопоставления по показателю целевой функции (топливу, выработке энергии) фактического, планового и оптимального режимов ГЭС. Такой анализ представляет определенный интерес с точки зрения выяснения эффективности использования речного стока и проверки правильности функционирования алгоритмов долгосрочного планирования.

При краткосрочном планировании режимов ГЭС решаются задачи расчета недельного и суточного регулирования их водохранилищ, а также задачи ретроспективного анализа отдельно недельных и суточных режимов ГЭС.

При оперативном управлении режимами ГЭС 1—2 раза в сутки осуществляется корректировка режимов ГЭС до конца суток с использованием алгоритмов планирования краткосрочных режимов. Кроме того, осуществляется корректировка режимов ГЭС на ближайшие 5—60 мин; ввиду оперативности этой задачи она обычно решается с рядом упрощений и выступает как самостоятельная.

В состав задач краткосрочного планирования и оперативного управления режимами ГЭС как самостоятельная включается и задача расчета суточных графиков уровней воды в бьефах ГЭС и в удаленных от ГЭС створах с учетом нестационарного движения воды (эта же задача участвует и в алгоритме планирования краткосрочных режимов ГЭС). Расчет суточных графиков уровней воды требуется для учета требований к режимам ГЭС со стороны неэнергетических участников ВХК, главным образом речного транспорта.

Назначением любого из указанных видов регулирования стока водохранилищами является: а) приспособление режима речного стока к требованиям энергетики и других водопотребителей и водопользователей; б) максимальное увеличение эффективности работы энергосистем, в составе которых функционируют рассматриваемые ГЭС.

Опыт практического применения математических моделей в разных технических областях показывает, что наибольшее распространение получают модели расчета на ЭВМ, обеспечивающие либо разработку более экономичных решений, либо экономию труда и времени техноло-

дов¹ при принятии решений по сравнению с ручным счетом.

Оптимизационные модели реализуют первую из указанных целей — получение более экономичных решений; кроме того, они позволяют вводить режим в допустимую область, что при многих зачастую противоречивых ограничениях на режимы является очень сложной и трудоемкой задачей.

Но наряду с первоочередным вниманием к оптимизационным моделям необходимо решение на ЭВМ и других задач, обеспечивающих реализацию второй цели — экономию труда и времени технологов при техническом и экономическом анализе вариантов режима, при подготовке исходной информации для расчетов и т. п.

К числу таких задач относятся помимо задачи расчета суточных графиков уровней воды (табл. 1.4) также задачи расчета режимов ГЭС на заданные параметры режима и расчета допустимых режимов. Задача расчета режимов ГЭС на заданные параметры заключается в расчете всех водноэнергетических показателей режимов ГЭС на основе заданных показателей — уровней (объемов) водохранилищ, либо мощностей (выработка энергии) ГЭС, либо расходов воды через ГЭС или в нижние бьефы ГЭС и т. п.

Задача расчета допустимого режима ГЭС заключается в нахождении некоторого режима, удовлетворяющего заданным ограничениям. При отсутствии режима, удовлетворяющего ограничениям, производится целенаправленное изменение исходных данных с целью получения допустимого режима. В последующих главах эти задачи будут рассмотрены более подробно.

В указанных в табл. 1.4 задачах расчета режимов ГЭС применены временная, территориальная и функциональная декомпозиции задач.

На уровне ЦДУ рассматриваются режимы только Волжско-Камского каскада ГЭС при известных режимах других каскадов ГЭС. Последние предварительно рассматриваются в соответствующих ОДУ или РЭУ, а затем анализируются и корректируются в ЦДУ.

¹ Под технологами будем понимать лиц, разрабатывающих и принимающих решения; в технологическом процессе проектирования — это проектировщики, в технологическом процессе эксплуатации — эксплуатационный персонал. При этом не будем углубляться в вопросы, связанные с тем, что имеется определенная иерархия организаций и лиц, участвующих в подготовке и принятии решений.

На уровнях ОДУ и РЭУ определяются режимы «своих» каскадов ГЭС при фиксированных межсистемных потоках (или нагрузках электростанций ОЭС или энергосистем). При этом на уровнях РЭУ расчеты проводятся только для тех каскадов ГЭС, которые полностью входят в состав данной энергосистемы и не находятся в непосредственном управлении в ОДУ, например каскады ГЭС Колэнерго, Карелэнерго. Режимы более крупных каскадов ГЭС определяются на уровнях ОДУ, например каскады ГЭС Ангаро-Енисейский, Иртышский, Даугавский, Днепровский и др.

Межсистемные потоки мощности и энергии либо принимаются по статистике прошлых лет, либо определяются расчетами по упрощенным методам. После расчета режимов ГЭС на уровне ЦДУ уточняются межсистемные потоки, и на их основе возможны пересчет и уточнение режимов ГЭС для каждой ОЭС или энергосистемы. При усилении в перспективе электрических связей между ОЭС и энергосистемами может потребоваться совместная оптимизация режимов нескольких каскадов ГЭС, находящихся в разных ОЭС.

В части совместной оптимизации режимов ГЭС и ТЭС в целях упрощения решений принимается следующая функциональная декомпозиция задач.

Первыми определяются режимы ГЭС на основе расчетов по модели, включающей ГЭС и ТЭС, но для укрупненной эквивалентной электрической схемы энергосистемы (обычно для схемы, имеющей до 30—50 эквивалентных узлов). При этом детально учитываются все режимные особенности ГЭС — каскадное расположение ГЭС, переменность уровней бьефов, режимные и водохозяйственные ограничения.

При оптимизации режимов ГЭС учитываются потери и ограничения в электрической сети.

Далее по известным режимам ГЭС, но для более детальной эквивалентной электрической схемы энергосистем (до 200 эквивалентных узлов), более точно определяются режимы тепловых электростанций. Возможно и итеративное уточнение указанных расчетов.

Задачи расчетов режимов ГЭС комплексного назначения. Для гидроузлов, находящихся в эксплуатации, разрабатываются «Основные правила использования водных ресурсов» водохранилищ, регламентирующие эксплуатацию станции, в том числе порядок рационального распределения воды между потребителями и ограничения на энергетические режимы ГЭС со стороны других участников ВХК. Ос-

новые правила должны разрабатываться к окончанию строительства гидроузла и систематически пересматриваться в ходе его эксплуатации; они утверждаются Минводхозами союзных республик. В процессе разработки и корректировки Основных правил должен решаться и согласовываться весь круг вопросов оптимизации режимов работы комплексных гидроузлов. Эти основные принципиальные положения правил учитываются при оптимизации энергетических режимов ГЭС в качестве заданных ограничений.

В то же время следует отметить, что по многим водохранилищам ГЭС до сего времени нет утвержденных правил использования водных ресурсов водохранилищ. Методически многие вопросы разработки таких правил еще до конца не решены, в том числе и принципы составления правил для каскадов гидроузлов (лучше проработаны правила для изолированных гидроузлов). Правила не могут заменить решения в каждом конкретном году с учетом складывающейся обстановки в энергетической и водохозяйственной системах. Поэтому должны быть рекомендации относительно того, какие принципиальные положения правил регламентируются на длительный срок, а какие должны определяться на основе решений в каждом конкретном случае.

Велики трудности согласования правил со всеми заинтересованными отраслями народного хозяйства и даже с разными водопотребителями в пределах одной отрасли, что обусловлено многими причинами, в том числе и принятием многих решений без достаточных количественных обоснований. В разработанных правилах, например для Куйбышевского и Цимлянского гидроузлов, регламентируются безопасность гидросооружений и главные гарантии для участников ВХК — гарантированная выработка энергии ГЭС и гарантированные попуски воды для неэнергетических водопотребителей и водопользователей. Режимы использования избыточного стока, размер и порядок ограничения потребителей в крайне маловодные (перебойные) периоды обычно жестко не регламентируются, так как они зависят от конкретной складывающейся обстановки и подлежат определению в каждом конкретном случае.

Важнейшим условием Основных правил использования водных ресурсов должны быть обоснованные решения о межотраслевом распределении водных ресурсов для расчетных маловодных условий.

Речной транспорт предъявляет требования к режиму ГЭС в части уровней воды в верхних и нижних бьефах гидроузлов, средне-

интервальных и характерных расходов попусков воды, а иногда и других элементов водного режима. В навигационный период уровни водохранилищ не должны снижаться ниже некоторых минимальных навигационных отметок, учитывающих отметки порогов шлюзов, дно судоходных прорезей, подходы к портам и т. п. Зимняя сработка водохранилищ ограничивается отметками дна затонов судоремонтных заводов и отстойных пунктов для флота. Интенсивность наполнения водохранилищ весной может определяться условием быстрого достижения судоходных отметок. Судоходство накладывает также ограничения и на амплитуды суточных колебаний воды. Возможны и другие ограничения, иногда индивидуальные для конкретной ГЭС и конкретного периода времени.

Одним из основных требований рыбного хозяйства в водохранилищах является поддержание по возможности постоянных уровней воды в верхнем бьефе гидроузла, без резкого снижения их на период нереста (ограничения на уровни и скорости изменения уровней воды). В зимний период рыбное хозяйство заинтересовано в более поздней и меньшей по высоте сработке водохранилищ для предотвращения замора рыбы из-за недостатка кислорода в воде. Более сложные требования рыбного хозяйства к режиму нижних бьефов гидроузлов: для ряда ГЭС среднесуточные расходы воды в нижние бьефы в полводный период должны быть равномерными, что снижает возможности недельного регулирования на ГЭС и выполнения ими функций аварийного резерва мощности. В уникальном для рыбного хозяйства районе Нижней Волги весной дается специальный попуск воды на нужды рыбного и сельского хозяйства. Этот попуск требует холостых сбросов через водосливы ГЭС, так как расходов воды только через турбины ГЭС оказывается недостаточно, что ведет к большим потерям энергии ГЭС. Выбор размера (объема) этого пуска не может быть регламентирован на многие годы; этот выбор производится в каждом конкретном году индивидуально на основе специальных расчетов и согласований между отраслями народного хозяйства.

Аналогичные весенние попуски обеспечиваются и на ряде других каскадов ГЭС.

Требования сельского хозяйства заключаются в отборе воды из верхних или нижних бьефов ГЭС для питания оросительных систем. Основные отборы воды производятся в летний поливной период, кроме того, должна учитываться возможность поливов и для осеннего увлажнения почвы. В весенний период в нижних бьефах ряда ГЭС требуются специальные попуски воды на 10—15 сут для обводнения ценных пойменных земель во избежание их остепнения. Такие попуски обычно совмещаются с рыбохозяйственными.

Требования коммунального и промышленного водоснабжения определяются допустимыми минимальными и максимальными уровнями воды в районах расположения водозаборов.

Санитарные требования обычно сводятся к обеспечению минимальных санитарных попусков воды; возможны и режимы отдельных залповых попусков воды из водохранилищ в целях промывки илистых отложений в реке.

Водохранилища ГЭС могут использоваться также для срезки высоких паводковых уровней воды и для борьбы с наводнениями. Для этих целей специально резервируется некоторый объем водохранилищ и в качестве режимных ограничений фигурирует превышение максимально допустимого расхода воды в нижний бьеф.

В Правилах предусматриваются также ограничения, обеспечивающие безопасную работу гидротехнических сооружений. Эти ограничения сводятся к ограничениям по максимальным допустимым расходам воды и по скорости изменения уровней (объемов) воды в бьефах ГЭС.

Требования энергетики сводятся в первую очередь к обеспечению гарантированных среднемесячных мощностей. Регламентируется также снижение мощностей ГЭС ниже гарантированных для крайне маловодных условий. Гарантированные средние мощности ГЭС обеспечивают гарантированное участие ГЭС в балансах мощности и энергии энергосистем, т. е. такое участие, при котором не будет дефицитов мощности и энергии в энергосистемах. Повышением в условиях избыточной приточности сверх гарантированных мощностей (энергий) ГЭС обеспечивают экономию топлива в энергосистемах, замещая выработку тепловых электростанций.

Рассмотренные требования разных участников ВХК к режимам комплексных гидроузлов должны определяться для условий разной водности рек, в том числе и для маловодных условий, когда особенно резко обостряются противоречия между участниками ВХК.

Технико-экономическое количественное обоснование указанных требований и составляет основную суть задач расчета режимов ГЭС комплексного назначения, решаемых в дополнение к ранее рассмотренным энергетическим задачам. Обоснование отдельных частных требований к режимам ГЭС обычно не встречает принципиальных трудностей. Например, при выборе минимальных навигационных уровней в контрольных створах нижнего бьефа производится сопоставление затрат на землечерпательные работы с потерями энергетического эффекта ГЭС и в результате сопоставления выбирается наиболее целесообразное решение. Принципиальные трудности имеют место при необходимости ограничения водопотребления ниже гарантированных значений, когда будет нанесен ущерб народному хозяйству. Такие же трудности будут и при обосновании некоторых требований к режимам ГЭС, ког-

да невозможна или затруднена экономическая оценка мероприятий (например, трудно оценить мероприятия, влияющие на рыбопродуктивность).

В существующей практике, как известно, при распределении водных ресурсов между участниками ВХК используют принципы назначенной приоритетности, причем часто это задается с помощью нормативов расчетной обеспеченности. Этот норматив дает вероятность обеспечения отдачи энергии или воды не ниже некоторой заданной, определяемой обычно по числу перебойных лет в многолетнем стоковом ряду. Расчетные обеспеченности задаются для каждой группы водопотребителей (водопользователей) как для нормальной (гарантированной) отдачи, так и для пониженных отдач. При большом числе участников ВХК совокупность указанных расчетных обеспеченностей составляет матрицу большого размера. При строгом подходе к решению задачи матрица расчетных обеспеченностей должна количественно обосновываться, что сводится к решению общей задачи расчета рационального использования водных ресурсов гидроузлами комплексного назначения. Удовлетворительного для практики решения этой задачи в случае сложной системы гидроузлов еще нет.

Основой для решения рассмотренных выше эксплуатационных задач комплексных гидроузлов должны быть математические модели функционирования ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах. Такие модели необходимы и при проектировании гидроузлов, когда осуществляется разработка схем использования рек и определяются основные параметры ВХС.

Методология управления водохранилищ в сезонном, годовом и многолетнем разрезах. Для управления водохранилищ в сезонном, годовом и многолетнем разрезах получили широкое распространение, особенно в проектной практике, диспетчерские графики, теория построения и использования которых подробно излагается в [33].

В качестве примера на рис. 1.2 приведен диспетчерский график для ГЭС энергетического назначения с водохранилищем годового регулирования стока.

Во-первых, диспетчерские графики дают синтез (набор) решений для различных водностей реки, и, во-вторых, эти решения учитывают отсутствие однозначных гидропрогнозов и стохастическую природу речного стока. Диспетчерские графики в существующей практике строят-

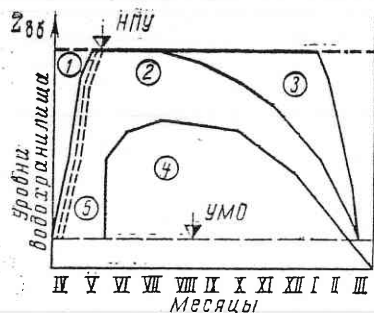


Рис. 1.2. Диспетчерский график работы водохранилища сезонного регулирования стока:

1 — зона работы ГЭС полной мощностью; 2 — зона гарантированной отдачи; 3 — зона повышенной отдачи; 4 — зона ограниченной отдачи; 5 — весенние границы зоны гарантированной отдачи при различных датах начала половодья

стока учитывать и другие гопотребление, аварийность оборудования и др. Для систем водохранилищ важен учет совместных оптимальных режимов их работы, и поэтому такие идеализации, как замена нескольких водохранилищ одним эквивалентным или разделение водохранилищ и ГЭС на компенсаторы и компенсируемые, могут снижать эффективность диспетчерских графиков (последнее иллюстрируется примером в гл. 4).

В гл. 5 предлагаются более совершенные методы построения диспетчерских графиков, однако и они содержат ряд допущений и упрощений, что вызвано очень большой сложностью задачи.

Диспетчерские графики находят ограниченное применение и в эксплуатационной практике — главный интерес представляют противоперебойные и противосбросные линии, а также линии, регламентирующие безопасность гидросооружений. Более широко в эксплуатационной практике используются рассматриваемые в гл. 4 и 9 модели, позволяющие получать решения для каждого конкретного случая с учетом складывающейся обстановки в энергетической и водохозяйственной системах, достигнутых к моменту расчета уровней водохранилищ и имеющихся краткосрочных прогнозов. При этом при назначении режимов ГЭС на предстоящий интервал времени очень важным является учет предыдущего решения, в связи с чем упрощаются расчеты, облегчается выбор стратегии управле-

ся на основе серии водно-энергетических расчетов по ряду гидрографов прошлых стоковых наблюдений. Методы построения таких графиков лучше разработаны для одиночных водохранилищ; имеющиеся методы для систем водохранилищ содержат допущения и упрощения. Поэтому актуальны исследования по совершенствованию методов построения диспетчерских графиков, особенно для систем водохранилищ. В частности, при построении диспетчерских графиков целесообразно помимо речного случайные факторы — энер-

гия и учитывается та особенность эксплуатационных задач, что управление режимами здесь происходит в условиях постоянного самообучения персонала.

Первое отмеченное выше исходное положение, заложенное в диспетчерские графики, касалось получения синтеза решений для различных возможных практических случаев. Для сложных систем водохранилищ комплексного назначения получить такой набор решений очень трудно ввиду большого числа влияющих на режим факторов. Более целесообразно в условиях широкого применения ЭВМ проводить расчеты режимов ГЭС для конкретной складывающейся обстановки, в том числе и для конкретных уровней водохранилищ к моменту выполнения расчетов.

Второе исходное положение диспетчерских графиков, касающееся учета вероятностного характера исходной информации, конечно, должно учитываться и в моделях расчета текущих режимов ГЭС. Однако следует учитывать все факторы вероятностной и неопределенной природы, а не только речной сток. Основным способом учета таких факторов является последовательная корректировка режимов, содержание которой может и должно быть расширено по сравнению с существующей практикой для более полного и правильного учета всей совокупности влияющих факторов.

Привлекательной чертой диспетчерских графиков является первоочередной учет в них критерия заданной надежности планируемых режимов — обеспечения гарантированных отдач с заданными обеспеченностями. Учет этого критерия должен быть первоочередным и в способах последовательной корректировки режимов.

В проектной и эксплуатационной практиках широко используется календарный метод водноэнергетических расчетов, который заключается в следующем: для каждого гидрографа расчетной выборки производится водноэнергетический расчет, а затем результаты этих расчетов подвергаются статистической обработке, в том числе и для получения диспетчерских графиков.

Для водноэнергетических расчетов возможен, а в ряде случаев и применяется метод расчета непосредственно по функциям распределения вероятностей речного стока, которые в свою очередь построены по ряду стоковых наблюдений.

Оба метода являются вероятностными. Совпадение результатов обоих методов будет при использовании в первом методе гидрологического ряда достаточной длины —

либо наблюдаемого, либо искусственно удлиненного методом Монте-Карло гидрологического ряда, причем длина ряда, при которой будет совпадение результатов, зависит от характера расчета и характеристик каскада и реки. Так, для расчета режимов водохранилищ годового (сезонного) регулирования требуется меньшая длина ряда, чем для расчета режимов водохранилищ многолетнего регулирования.

В современных условиях для расчетов режима системы водохранилищ обычно более приемлем расчет по выборке гидрографов (календарный метод). Основой расчета при этом является расчет режима водохранилища на заданный гидрограф (расчет при детерминированном задании речного стока). Заключенное в этом методе нереальное предположение, что в будущем возможен только один рассматриваемый гидрограф и он однозначно известен к началу цикла регулирования, должно быть исключено при статистической обработке результатов расчетов.

Расчеты режимов водохранилищ на заданные гидрографы являются достаточно распространенными и дают в руки технологов достаточно мощное средство для обоснования принятия решений, в том числе и для построения диспетчерских графиков.

ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОПЕРАЦИЙ

Основные определения [11, 27, 28]. Под термином «исследование операций» понимается применение количественных математических методов для обоснования решений во всех областях целенаправленной человеческой деятельности. Эта сравнительно молодая область науки, возникшая в 30-е годы нашего столетия, имеет дело с так называемыми функциональными системами, работа которых определяется решениями людей. Главным в исследовании операций является построение математических моделей, позволяющих получить оптимальные решения разнообразных задач управления. Эта область науки широко использует математические методы

оптимизации, теорию вероятностей, теорию массового обслуживания, теорию игр и многие другие разделы вычислительной математики. Теория исследования операций дает общую методологию математического моделирования задач управления и применения перечисленных выше математических методов.

Задачи управления режимами гидроэлектростанций в энергетических и водохозяйственных системах являются задачами исследования операций. Методы математического моделирования, составляющие основу исследования операций, широко используются для описания, анализа и синтеза процессов, происходящих в энергетических и водохозяйственных системах, а также для нахождения и реализации решений по оптимальному управлению такими системами.

Под операцией понимается всякое мероприятие (система действий), объединенное единым замыслом и направленное на достижение определенной цели (или целей). Операция есть всегда управляемое мероприятие.

Решением называют определенный выбор независимых параметров: $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, например параметров режимов ГЭС. Наибольший интерес представляют оптимальные решения, по тем или иным признакам предпочтительные перед другими. Основной целью исследования операций и является предварительное количественное обоснование оптимальных решений (принятие решения выходит за рамки исследования операций и возлагается на человека). Те параметры, совокупность которых образует решения, называют элементами решения.

Для сравнения между собой по эффективности разных решений используется количественный критерий $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, называемый показателем эффективности, или критерием оптимальности, или целевой функцией. Этот показатель выбирается так, чтобы он отражал целевую направленность операции. Во многих практических задачах выбор показателя эффективности непрост и решается неоднозначно (многокритериальные задачи).

Успешность работы по исследованию операций существенным образом зависит от полноты, достоверности и своевременности поступления информации об изучаемом процессе в распоряжение коллектива, занимающегося исследованием операций.

Будем различать входную (первичную) и информацию R_v и выходную (вторичную) информацию, так на-

зываемую управляющую информацию R_y . Управление можно характеризовать как процесс переработки информации $R_b \rightarrow R_y$.

Задачи исследования операций могут быть классифицированы по разным признакам, в том числе и по виду входной (первичной) информации. Различают три вида информации—детерминированную, вероятностную и неопределенную.

Наиболее простым видом информации является детерминированная информация. В этом случае полностью известны условия, в которых принимается решение.

Более сложным видом информации является вероятностная, или стохастическая информация. В этом случае известны лишь вероятностные априорные характеристики информации $P(R_b)$, где P —вероятность. В процессе выработки решения при вероятностной информации широко используется теория вероятностей.

Наиболее сложным видом информации является неопределенная информация, по которой нет даже сведений о вероятности ее появления. Частично неопределенной называют информацию, для которой известны лишь пределы, в которых находятся отдельные показатели информации. Алгоритмы нахождения решений при неопределенной информации составляют содержание математической теории игр и статистических решений.

Применительно к задачам управления режимами ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах имеют место все три рассмотренных вида входной информации.

Задачи исследования операций делятся на прямые и обратные.

Прямые задачи отвечают на вопрос, что будет, если в заданных условиях принимается какое-то решение $x^* \in X$, например чему равен при данном x^* показатель (или чему равны показатели) эффективности. Применительно к режимам ГЭС прямой является детерминированная задача расчета режимов ГЭС по заданным параметрам режима, однозначно определяющим этот режим, например по заданным расходам воды через ГЭС и в водозаборы неэнергетических водопотребителей.

Обратные задачи отвечают на вопрос, как выбрать решение, чтобы достигался экстремум показателя эффективности. К числу обратных относятся задачи оптимизации режимов ГЭС. Задачи оптимизации представляют основной практический интерес. Для решения обратных задач используют методы направленного перебора, те

или иные модификации математических оптимизационных методов.

Методы исследования операций широко применяются в самых разнообразных областях человеческой деятельности. Основные этапы, характеризующие процесс исследования операций, это формулировка проблемы и определение целей; построение математической модели, включая и решение некоторых задач идентификации моделей; проверка адекватности модели реальному объекту; разработка вычислительного метода и алгоритма; программирование задач для ЭВМ; сбор данных; практическая реализация результатов.

Системный подход [47]. Системный подход в исследовании операций заключается в учете всей совокупности факторов, влияющих на решение, а также во всесторонней оценке влияния принимаемого решения на другие объекты или системы. При рассмотрении режима функционирования объекта или системы объектов необходимо осознавать, что рассматриваемые объекты входят в состав некоторых систем, а рассматриваемые системы—в состав других, более общих систем. Отсюда вытекает необходимость учета всех существенных взаимных связей объектов и систем. Взаимосвязи в пределах рассматриваемой системы называют внутренними, а с другими системами—внешними.

Применительно к режимам работы ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах исходя из системного подхода необходим учет всех существенных условий, обусловленных вхождением ГЭС в состав указанных систем. Но этого недостаточно. Энергетические и водохозяйственные системы в свою очередь взаимодействуют с другими большими системами, например с системой топливоснабжения, и входят как составные части в общегосударственную хозяйственную систему. Поэтому необходим дополнительный учет связей и ограничений, обусловленных другими большими системами.

Энергетические и водохозяйственные системы, в составе которых работают ГЭС, относятся к числу сложных (больших) систем кибернетического типа. Для таких систем характерными являются наличие большого числа входящих в них объектов и сложный характер взаимных связей между объектами, построенных по иерархическому принципу. В то же время в таких системах известны математические выражения связей между объектами и протекающих в системах физических процессов, а человек выступает как контролер (оператор) при

управлений; для этого он оснащается современными средствами кибернетики, в том числе сетью ЭВМ.

Среди методов исследования операций больших систем особо важную роль играют методы декомпозиции и эквивалентирования, основанные на временной, территориальной и функциональной иерархиях задач.

По своему существу рассматриваемые технические системы не полностью подчиняются иерархическим принципам. Поэтому при любой декомпозиции используются и обратные связи, т. е. применяется итеративный путь решения задач.

Принципы принятия оптимальных решений при детерминированной, случайной и неопределенной входной информации [45, 66]. При детерминированной входной информации единственным принципом принятия решений будет экстремальность целевой функции при учете заданных ограничений.

При случайной входной информации решение принимается по критерию экстремума математического ожидания целевой функции также при учете заданных ограничений. Принципиальных трудностей для получения решения в таких случаях нет, хотя вычислительные трудности могут быть весьма значительными и могут вынуждать использование разного рода допущений и упрощений. Решение при случайной входной информации часто называют решением в условиях риска.

В случае неопределенной информации, для которой не заданы законы распределения вероятностей, а могут быть известны лишь диапазоны изменения показателей информации, помимо вычислительных трудностей имеют место и трудности принципиального характера, связанные с правильным выбором решения. Выбор решения в таких случаях всегда условен, субъективен, однако имеющиеся математические средства могут помочь субъекту в выборе правильного решения. Применительно к рассматриваемому кругу задач для выработки решений может быть использован один из разделов теории игр, занимающийся особыми видами игр—играми с природой: здесь неопределенная ситуация не имеет конфликтной окраски (этот раздел теории игр иногда называют теорией статистических решений).

При неопределенной информации на множестве возможных сочетаний неопределенных исходных параметров каким-либо образом выделяется ограниченное представительное подмножество: его можно называть различными

состояниями и природы. Назначается также некоторое множество различных стратегий управления—далее будем называть его возможными решениями. Следует заметить, что излишняя детализация как «состояний природы», так и «решений» здесь нецелесообразна—обычно определяется лишь главная стратегия управления для основных «состояний природы».

Одними из способов принятия решений в условиях неопределенности являются использование платежной матрицы [4] и применение для анализа известных из теории игр критериев оптимальности, что существенно облегчает технологу принятие решения.

Многоцелевая оптимизация. Этот вид оптимизации также можно отнести к решению в условиях неопределенности, однако здесь имеет место неопределенность другого вида—относительно целей оптимизации. Вместо одного критерия оптимальности задается векторный критерий с количеством компонент, равным числу целей:

$$F(x) = \{F_1(x), F_2(x), \dots, F_n(x)\},$$

где $F_i(x)$ $i = \overline{1, n}$ —функции переменных x (частные цели).

В этом случае приходится решать проблему векторной оптимизации. Сложность решения, естественно, будет лишь при противоречивости частных критериев $F_i(x)$.

Математическая теория рекомендует в качестве первого шага решения выделить область компромиссов, или область решений, оптимальных по Парето. В этой области улучшение решения по одному критерию обязательно будет ухудшать решения по каким-то другим критериям.

Для выпуклых задач область компромиссов находится решением параметрической задачи оптимизации со скалярным критерием в виде линейной комбинации локальных критериев с положительными коэффициентами.

Обычно область компромиссов достаточно широка и неопределенна, следующий шаг выбора решения—уже внутри этой области. При этом наибольшую трудность вызывает выбор схемы компромисса. Таких схем может быть множество.

Наиболее прост переход к обобщенному скалярному критерию, являющемуся функцией локальных критериев (метод свертывания векторного критерия). Чаще в качестве обобщенного критерия берется некоторый экономический критерий оптимальности: разные цели соотносятся в едином стоимостном выражении. Скаляриза-

ция критериев возможна и на основе применения метода экспертных оценок [5], при котором решение в наиболее явном виде базируется на интуиции и опыте технологов.

Другой схемой решения будет модель справедливого компромисса: относительный уровень снижения качества по одному или нескольким критериям принимается не превосходящим относительно уровня повышения качества по остальным критериям. Этому принципу отвечает скалярный критерий, равный произведению локальных критериев или сумме логарифмов локальных критериев (масштабы локальных критериев не влияют на решение).

Принцип жесткого приоритета предполагает, что критерии расположены в ряд предпочтения, на основе которого производится последовательная оптимизация критериев: При этом вначале ищется локальный оптимум наиболее важного критерия, который фиксируется в виде дополнительного ограничения, затем ищется локальный оптимум второго по важности критерия и т. д. Близким к этому будет подход, при котором выделяется один главный критерий, и по нему производится оптимизация, а по остальным критериям требуется достижение заданных уровней эффективности (оптимизация с учетом системы ограничений в форме равенств и неравенств).

Принцип гибкого приоритета предполагает задание коэффициентов важности критериев a_i , образующих вектор $A=(a_1, a_2, \dots, a_n)$. Решение ищется по взвешенному критерию, например по критерию

$$F(x) = a_1 F_1(x) + a_2 F_2(x) + \dots + a_n F_n(x).$$

Возможны и другие подходы к решению многокритериальных задач, на которых здесь не останавливаемся. Важно подчеркнуть, что при любом подходе к решению многокритериальных задач окончательный выбор решения возлагается на технологов. Разные варианты решения должны лишь помочь технологу сделать из них выбор с учетом недостатков и преимуществ каждого варианта. Очень помогает решению «диалоговый режим» работы технолога с ЭВМ, когда в ходе решения возможно вмешательство в процесс вычислений.

Следует отметить, что с вычислительной точки зрения основой решения многокритериальной задачи в любом из рассмотренных подходов являются последовательные решения однокритериальных задач.

Математические модели. Важным этапом применения методов исследования операций является разработка математической модели, под которой понимают систему мате-

матических выражений, описывающих характеристики объектов моделирования и взаимосвязи между ними. Математическая модель должна, с одной стороны, правильно отражать реальные условия и, с другой, учитывать возможность применения того или иного вычислительного метода (например, линейного или нелинейного программирования). Любая математическая модель отражает лишь определенные свойства изучаемых объектов, реальные условия неизбежно упрощаются, схематизируются. Более полное описание изучаемых объектов может быть дано системой математических моделей, каждая из которых наиболее полно отражает те или иные свойства объектов. Общих методов разработки математических моделей не существует. Можно лишь отметить, что точность и детальность модели нужно соотносить с назначением и требуемой точностью решения, а также с составом и точностью располагаемой исходной информации. Немаловажна и ориентация на те или иные доступные вычислительные методы. Чтобы избежать опасности одностороннего подхода при решении практических задач, целесообразно разрабатывать серию моделей, различающихся детальностью отражения реальных явлений, применяемыми вычислительными методами и т. п.

В составе математической модели в общем случае должны быть определены: независимые и зависимые переменные (параметры); целевая функция; уравнения связей, описывающие технологический процесс системы и устанавливающие связи входной информации с выходной, а также связи целевой функции с параметрами режима; уравнения ограничений, показывающие допустимые пределы изменения управляемых и неуправляемых переменных; результаты расчета (при оптимизации—уравнения оптимального управления), связывающие управляемые параметры системы с неуправляемыми параметрами и целевой функцией; уравнения адаптации, дающие рекомендации по изменению управления при изменении исходной информации.

В частных математических моделях некоторые из указанных элементов могут не определяться.

При выборе математической модели одновременно решаются и вопросы применения конкретного вычислительного метода: следует использовать имитационное моделирование или методы оптимизации; должна ли модель учитывать, что некоторые переменные являются случайными величинами, или же следует использовать упрощенное (детерминированное) задание этих величин; учитывать не-

линейность некоторых характеристик процесса или ограничиться их линейной аппроксимацией и т. п. Выбирая одну из альтернатив, следует учитывать известное соображение, что обычно предпочтительнее найти приближенное решение строго сформулированной задачи, чем оптимальное решение весьма упрощенной задачи.

В математической теории рассматривается большое число различным образом классифицированных математических моделей, например линейные и нелинейные модели, статические и динамические, детерминированные и вероятностные и т. д. Остановимся лишь на некоторых типах моделей, с которыми приходится иметь дело в процессе исследования и анализа энергетических и водохозяйственных систем. К их числу относятся модели, в которых отсутствует управление, оптимизационные модели, игровые, имитационные, адаптивные.

Модели без управления описывают процессы, течение которых в основных чертах определяется данной ситуацией (состоянием). Таких моделей существует множество. К их числу относятся все регрессионно-статистические модели прогнозирования.

Наиболее широко распространены оптимизационные модели, использующие тот или иной математический или эвристический оптимизационный метод. Такие модели применяются в исследованиях управляемого процесса. Подразумевается, что известны цели управления, и решается задача поиска оптимального закона управления. В зависимости от вида входной информации оптимизационные модели могут быть разделены на детерминированные, стохастические и игровые.

В последние годы резко возрос интерес к имитационным (оценочным) моделям. В этих моделях главным является имитационный эксперимент, т. е. получение некоторых характеристик изучаемого процесса (объекта) при тех или иных задаваемых законах управления этим процессом (объектом). Обычно интерес представляют статистические характеристики, поэтому в этих моделях широко используются методы статистического моделирования (Монте-Карло) случайной входной информации. Технолог, задавая некоторый закон управления, с помощью имитационной модели получает вероятностные характеристики при заданном законе, далее он изменяет закон, повторяет моделирование и т. д. В результате на основе «проб и ошибок» выявляется близкое к оптимальному управление.

Имитационное моделирование в настоящее время является по существу единственным способом решения задач многоцелевой оптимизации, позволяющим сочетать математический анализ с опытом и интуицией технолога, объединять формальное и неформальное мышление человека.

Имитационные модели начинают широко использоваться также в детерминированных и вероятностных задачах, т. е. в математически хорошо формализованных задачах. Причиной этого является желание привлечь к процессу выработки закона управления технолога, использовать его творческий потенциал. Например, в условиях эксплуатации энергосистем технолог работает в режиме «постоянного самообучения», вследствие чего приобретает большой опыт, который целесообразно использовать. Играет также роль и психологический фактор, когда технолог не хочет полностью устраняться от творческого процесса выбора законов управления объектами.

Имитационное моделирование кроме отмеченного позволяет более широко и всесторонне исследовать законы управления объектами по неформализованным критериям (например, учет интересов охраны природы).

В качестве элемента решения в имитационных моделях могут применяться и оптимизационные методы. Например, выбор решения в вероятностных ситуациях на основе оптимизационных моделей расчета режимов ГЭС на заданные гидрографы следует характеризовать как имитационное моделирование.

Адаптивные модели — это модели, уточняющиеся по мере накопления информации об объекте. Особенно целесообразно применение таких моделей для оперативного управления непрерывными производствами, например режимами ГЭС, т. е. для управления, близкого к темпу протекания процесса. Структура таких моделей может быть более простой, так как в них учитывается текущая информация о протекании процесса. К адаптивным можно отнести и модели последовательных корректировок режимов ГЭС, используемые при управлении их долгосрочными и краткосрочными режимами работы.

Проведенный обзор различных математических моделей показывает частный характер каждой модели и еще раз подтверждает актуальность разработки систем моделей применительно к конкретным техническим задачам.

Для планирования, анализа и управления режимами работы ГЭС в условиях эксплуатации в табл. 1.4 указана система задач, полученная на основе изучения нужд прак-

тики. С учетом имитационной направленности моделей в эту систему включены сравнительно простые модели, сочетание которых позволяет получать сложные модели разного назначения. Такая разбивка сложных моделей на группы более простых облегчает имитационное моделирование и диалоговый режим работы технолога с моделями. Например, сложная модель расчета долгосрочных режимов каскадов ГЭС ранее включала и задание начального режима, и поиск допустимого режима, и оптимизацию по критерию максимума выработки энергии ГЭС, и оптимизацию по критерию минимума расхода топлива. Опыт практического применения модели показал целесообразность раздельного, но взаимосвязанного решения указанных частных задач с активным участием технолога на всех стадиях выработки общего решения.

Методы оценивания и идентификации [17, 26]. Математические модели для исследования операций в свою очередь могут быть разделены на модели для описания объектов управления, входной информации, законов управления и т. п. Применительно к рассматриваемому кругу технических задач можно говорить о модели ГЭС, моделях энергетической и водохозяйственной систем. Это модели объектов управления, и им будет посвящена гл. 3.

Большое значение имеют также модели входной информации—речного стока, энергопотребления, водопотребления и т. п. В частности, вероятностные модели речного стока являются предметом рассмотрения специальной дисциплины—стохастической гидрологии.

При разработке математических моделей объектов используются разнообразные сведения: специально поставленные натурные измерения (например, для гидротурбинного оборудования), съемки рельефа местности (например, для получения характеристик объемов водохранилищ), эксплуатационные измерения некоторых параметров режима, статистические материалы прошлого периода эксплуатации, нормативные данные и т. п. Используются и разнообразные способы обработки этих данных, обычно с учетом рекомендаций математической статистики.

В последние годы для формирования математических моделей объектов более широко стали привлекаться методы оценивания состояния и идентификации.

Под задачей оценивания обычно понимают нахождение по данным натуральных измерений, содержащих погрешности, и по заданным математическим описаниям си-

стемы (объекта) оценок параметров системы (объекта), минимизирующих погрешности измерения.

Под задачей идентификации понимают определение по данным натуральных измерений или эксплуатационных наблюдений модели и параметров модели системы, объекта или процесса.

Возможны как статический, так и динамический подходы к решению задач оценивания и идентификации, когда учитываются связи между параметрами только для одного момента времени или для различных моментов времени.

С позиции статистических методов понятие оценивания охватывает и идентификацию и означает получение представления о значении одного или нескольких неизвестных параметров с максимально возможной точностью. Бывают точечные оценки и оценки в форме доверительных интервалов. При точечной оценке решается задача о том, какую величину $\hat{\theta}$ следует принять в качестве лучшей оценки θ на основе анализа некоторой функции потерь $W(\hat{\theta}, \theta)$. Оценивание с помощью доверительных интервалов характеризует также и значение ошибок оценивания.

Для получения оценок используют разные критерии—минимум суммы квадратов отклонений оценок от измерений, максимум функции правдоподобия—и нахождение неизвестных параметров по тому или иному критерию производят с привлечением математических оптимизационных методов. При оценках по критерию наименьших квадратов в ряде случаев может применяться и обычный регрессионный анализ.

Использование в задачах оптимизации теории некорректно поставленных задач. Задачи оптимизации режимов энергосистем и ГЭС, как и большинство других экономических задач оптимизации решений, в математическом отношении относятся к некорректно поставленным задачам. Признаком таких задач является малое изменение показателя эффективности при большом изменении параметров управления в некоторой зоне вблизи оптимального решения, т. е. наличие пологой зоны оптимума. В этой зоне решение безразлично к критерию оптимальности и поэтому оказывается в определенном смысле случайным.

Теория некорректно поставленных задач, разработанная советскими математиками А. Н. Тихоновым и В. К. Ивановым [60], рекомендует в зоне «безразличия»

производить регуляризацию решения на основе привлечения дополнительного критерия.

Применительно к задачам о режимах ГЭС в качестве дополнительного критерия целесообразно использовать критерий минимального отклонения получаемого решения от некоторой модели, которая по представлению технолога является наилучшей. Например, можно требовать минимального отклонения режима ГЭС в планируемые сутки от фактического режима ГЭС в прошедшие идентичные сутки. Для этого к целевой функции добавляется член $\alpha(\Delta x, \Delta x)$, где $(\Delta x, \Delta x)$ — квадратичное отклонение планируемого режима от «модели технолога», α — некоторые весовые коэффициенты. При оптимизации следует добиваться, чтобы $\alpha \rightarrow 0$, т. е. чтобы регуляризирующая добавка не ухудшала целевой функции. С учетом погрешностей решения окончательное значение α может не быть равным нулю.

Особенно целесообразно добавление к целевой функции члена $\alpha(\Delta x, \Delta x)$ при диалоговом режиме выработки решения. Технологу имеет как бы две плоскости отсчета: по целевой функции и по регуляризирующей добавке. Отклонение от «модели технолога» может быть допущено только такое, которое действительно улучшает целевую функцию. Без этой добавки решение может получаться отличающимся от «модели технолога» и по случайным причинам, причем выявить такие отклонения можно лишь на основе многочисленных сопоставлений режимов. Учет же регуляризирующей добавки не позволяет режиму отклоняться по случайным причинам, и поэтому последующие повариантные улучшения режима не требуются.

Оптимизационные методы исследования операций. Для задач расчета режимов ГЭС основной интерес представляют оптимизационные модели. Для ГЭС требуется решение как однокритериальных, так и многокритериальных задач. Однако проведенный выше анализ показывает, что основой решения многокритериальных задач являются методы однокритериальной оптимизации. Решения осуществляются не только на детерминированных, но и на стохастических моделях, а также на моделях с частичной неопределенностью входной информации. Однако и такие решения в большинстве сводятся к последовательным решениям детерминированных задач.

Задачи оптимизации режимов энергосистем с ГЭС относятся к вариационным задачам управления. Однако использование для их решения классических вариационных

методов или принципа максимума Понтрягина затруднено из-за наличия многочисленных ограничений в форме неравенств на управляемые и неуправляемые переменные. По этой причине задачи управления, непрерывные во времени, заменяются задачами математического программирования с дискретным временем.

Рассматриваемые задачи после перехода к дискретным временным интервалам представляют собой задачи нелинейного математического программирования с ограничениями в форме равенств и неравенств. В общем случае эти задачи многоэкстремальные и частично целочисленные, т. е. относятся к группе задач невыпуклого программирования.

Однако из-за меньшей разработанности математического аппарата невыпуклого программирования в задачи вносятся упрощения, сводящие их к одноэкстремальным задачам выпуклого программирования. Поэтому для решения задач этого класса преимущественно используются методы выпуклого программирования; в наших исследованиях наибольшее применение получил метод проекции градиента.

Полученные на основе методов выпуклого программирования решения нуждаются хотя бы в упрощенной корректировке для учета многоэкстремальности, в том числе и частичной целочисленности. Некоторые задачи оказываются возможным решать сразу как многоэкстремальные и целочисленные. Все это требует привлечения для решения математических оптимизационных методов невыпуклого программирования. В современной математике к числу таких наиболее эффективных методов относятся методы динамического программирования, а также ветвей и границ.

2.2. МЕТОД ПРОЕКЦИИ ГРАДИЕНТА

Исходные положения [18, 25, 40]. Напомним определения выпуклого множества и некоторые их свойства.

Множество M n -мерного евклидова пространства E_n называется выпуклым, если вместе с любыми двумя точками $a \in M$ и $b \in M$ ему принадлежит и соединяющий их отрезок прямой $[a, b]$ (рис. 2.1).

Скалярная функция $f(a)$ называется выпуклой на выпуклом множестве M , если для любых $a, b \in M$ и $\alpha \in [0, 1]$ выполняется неравенство (рис. 2.2)

$$f[\alpha a + (1-\alpha)b] \leq \alpha f(a) + (1-\alpha)f(b).$$

Нетрудно убедиться, что линейная функция является выпуклой функцией, квадратичная форма с положительно определенной матрицей

цей является выпуклой функцией, сумма выпуклых функций является выпуклой функцией, множество M вида

$$M = \left\{ \begin{array}{l} x : g_j(x) \leq 0 \quad j = \overline{1, m}; \\ Ax \leq b \end{array} \right.$$

является выпуклым, где $g_j(x)$ — выпуклые функции; A — матрица ограничений; b — вектор.

Выпуклая целевая функция с выпуклой областью определения одноэкстремальна, т. е. существует только одна точка экстремума (рис. 2.2, а).

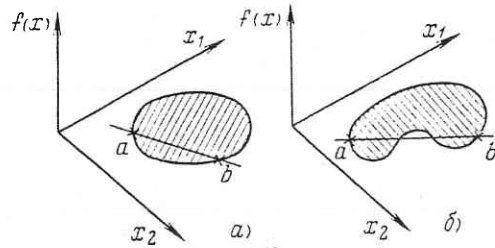


Рис. 2.1. Примеры выпуклого (а) и невыпуклого (б) множеств

Задача выпуклого программирования формулируется следующим образом: найти точку x^* , $x^* \in X$, $g(x^*) \leq 0$, удовлетворяющую условию

$$f(x^*) = \min f(x), \quad g(x) \leq 0, \quad x \in X, \quad (2.1)$$

где $g(x) \leq 0$, $x \in X$ определяют допустимую область определения функции $f(x)$.

Если $g_j(x)$, $j = \overline{1, m}$ выпуклы, то и множество x допустимых точек представляет выпуклое множество.

Функция $F(x, u) = f(x) + (u, g(x))$, где u — вектор, $u_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$ есть обобщенная функция Лагранжа для задачи выпуклого программирования. Совокупность $\{x^*, u^*\}$ дает седловую точку функции Лагранжа, если

$$F(x^*, u) \leq F(x^*, u^*) \leq F(x, u^*). \quad (2.2)$$

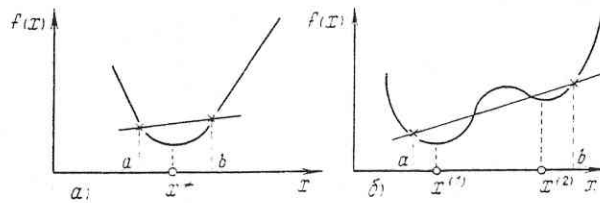


Рис. 2.2. Характер изменения функций вблизи экстремума: а — выпуклая функция; б — невыпуклая функция; x^* — экстремум функции $f(x)$; $x(2)$ — локальный экстремум функции $f(x)$; $x(1)$ — глобальный экстремум функции $f(x)$

Седловая точка определяет x^* — решение задачи выпуклого программирования.

Функция $F(x, u)$ есть функция $(n+m)$ переменных: n — компонент вектора x и m — компонент вектора u .

Центральное место в теории выпуклого программирования занимает теорема Куна — Таккера, которая является обобщением классического метода множителей Лагранжа на ограничения в форме неравенств. Эта теорема утверждает: вектор x^* тогда и только тогда представляет собой решение задачи (2.1), если $x^* \in X$, $u \geq 0$ и выполняется условие (2.2). Согласно последнему условию функция $F(x, u)$ должна иметь максимум по u и минимум по x .

На решение задачи (2.1) влияют лишь те ограничения $g_j(x)$, для которых в точке x^* выполняется равенство $g_j(x^*) = 0$. Эти ограничения называются активными, а прочие ограничения — пассивными.

Если функции $f(x)$ и $g_j(x)$ в (2.1) дифференцируемы, то в точке оптимума согласно теореме Куна — Таккера должно быть

$$\frac{\partial f(x^*)}{\partial x} = - \sum_{j=1}^m u_j^* \frac{\partial g_j(x^*)}{\partial x} \quad \text{и} \quad \sum_{j=1}^m u_j^* g_j(x^*) = 0. \quad (2.3)$$

Таким образом, в точке оптимума будет либо $g_j(x^*) = 0$ и $u_j^* \neq 0$ (для активных ограничений имеем аналогию классическому методу множителей Лагранжа), либо $g_j(x^*) \neq 0$, $u_j^* = 0$. Последнее условие имеет место для пассивных ограничений в форме неравенств.

Для решения задач выпуклого нелинейного программирования предложено множество вычислительных методов. Одной из наиболее эффективных групп таких методов являются методы возможных направлений [25], в состав которых входит и метод проекции градиента.

Известно, что наибольший рост целевой функции происходит вдоль вектор-градиента целевой функции, на этом принципе «работают» большинство методов безусловной оптимизации. Для задач с ограничениями, естественно, встает вопрос об использовании «условного градиента», т. е. направления быстрого роста целевой функции и гарантирующего соблюдение заданной системы ограничений. Для задач с ограничениями в форме равенств для построения «условного градиента» уже давно используется метод Лагранжа. В случае линейной системы ограничений «условный градиент» есть проекция вектор-градиента целевой функции на пересечение ограничивающих гиперплоскостей.

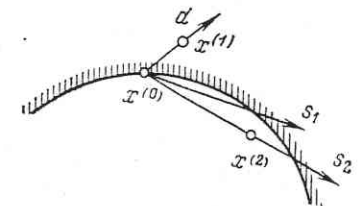


Рис. 2.3. Примеры допустимых (s_1 и s_2) и недопустимых (d) направлений

Далее из точки $\hat{x}^{(1)}$, как и из точки $x^{(0)}$, вновь совершаем движение за границу допустимой области до точки $x^{(2)}$ (рис. 2.4):

$$x^{(2)} = \hat{x}^{(1)} - \alpha_1 \frac{\partial f}{\partial \hat{x}^{(1)}}. \quad (2.6)$$

Затем точка $x^{(2)}$ проектируется на поверхность ограничений, получаем точку $x^{(2)}$ и т. д.

Значение множителя α_v на каждой итерации выбирается из условия обеспечения монотонного убывания значений целевой функции $f(x)$ в граничных точках. К примеру, если окажется, что в точке $\hat{x}^{(v+1)}$ целевая функция не уменьшилась, а увеличилась по сравнению с предыдущей точкой $\hat{x}^{(v)}$, то следует вернуться в точку $\hat{x}^{(v)}$ и совершить уменьшенный градиентный шаг за границу с последующим спуском.

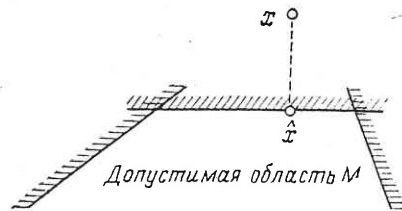


Рис. 2.5. Проектирование точки на поверхность ограничений

В силу выпуклости целевой функции $f(x)$ и свойств проекции точки на выпуклое замкнутое множество последовательность точек $\{\hat{x}^{(v)}\}$, во-первых, лежит в допустимой области и, во-вторых, при $v \rightarrow \infty$ сходится к точному решению задачи.

В случае если начальная точка $x^{(0)}$ лежит вне допустимой области, то ее следует сначала спроектировать на поверхность ограничений и далее выполнить указанный выше процесс вычислений. Если в рассматриваемой задаче допустимое множество пусто, т. е. заданная система ограничений несовместна, то метод проекции градиента в качестве решения определяет точку \hat{x}^* , минимально отклоняющуюся от границы допустимой области.

Проектирование точки на поверхность ограничений. Под проектированием точки x на поверхность ограничений понимается поиск такой точки \hat{x} на ограничениях $Ax \leq b$, расстояние которой до точки x будет минимальным (рис. 2.5):

$$\left\{ \sum_{i=1}^n \hat{x}_i^2 - 2 \sum_{i=1}^n \hat{x}_i x_i + \sum_{i=1}^n x_i^2 \right\} \rightarrow \min_{Ax \leq b}. \quad (2.7)$$

Поскольку при проектировании изменяется положение лишь точки \hat{x} , а точка x закреплена, то член $\sum_{i=1}^n x_i^2$ в (2.7) при минимизации расстояния можно отбросить и окончательно получим

$$\left\{ \sum_{i=1}^n \hat{x}_i^2 - 2 \sum_{i=1}^n \hat{x}_i x_i \right\} \rightarrow \min_{Ax \leq b}. \quad (2.8)$$

С вычислительной точки зрения оказалось целесообразным решать не исходную задачу (2.8), а перейти к двойственной задаче тоже квадратичного программирования:

$$\varphi(u) = \left\{ \frac{1}{4} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m a_{ji} u_j \right)^2 - \sum_{j=1}^m (a_{j1} x_1 + a_{j2} x_2 + \dots + a_{jn} x_n - b_j) u_j \right\} \rightarrow \min, \quad (2.9)$$

где $u = (u_1, u_2, \dots, u_m)$ — вектор двойственных переменных, число компонент вектора u соответствует числу ограничений в задаче (2.5).

Согласно [40] решение задачи (2.9) связано с решением задачи (2.8) следующими соотношениями:

$$\hat{x}_i = x_i - \frac{1}{2} \Delta x_i \quad i = \overline{1, n}; \quad (2.10)$$

$$\Delta x_i = \sum_{j=1}^m \bar{a}_{ji} u_j \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.11)$$

Целесообразность перехода к двойственной задаче состоит в том, что в новой задаче (2.9) будет более простая область ограничений. Ограничения накладываются только на независимые переменные, учет которых способом среза не вызывает трудностей.

Для решения двойственной задачи квадратичного программирования (2.9) предлагаются два основных алгоритма: первый основан на методе наискорейшего спуска, второй — на модифицированном методе Хилдрета (покоординатный спуск). Первый алгоритм имеет лучшую сходимость итерационного процесса, но требует большего объема оперативной памяти ЭВМ по сравнению со вторым алгоритмом. Целесообразность применения того или иного алгоритма обусловлена особенностями решаемой задачи.

Алгоритм проектирования точки на поверхности ограничений с использованием метода наискорейшего спуска. Решение задачи (2.9) методом наискорейшего спуска удобно представить в виде следующей схемы.

1. Задаем произвольным образом начальное приближение для вектора двойственных переменных

$$\mathbf{u}^{(0)} = (u_1^{(0)}, u_2^{(0)}, \dots, u_m^{(0)}), \text{ например, } u_j^{(0)} = 0, j = \overline{1, m}.$$

2. Используя (2.10) и (2.11), находим $\hat{\mathbf{x}}^{(0)}$, соответствующее значению вектора $\mathbf{u}^{(0)}$:

$$\Delta x_i^{(0)} = \sum_{j=1}^m a_{ji} u_j^{(0)}; \quad \hat{x}_i^{(0)} = x_i - \frac{1}{2} \Delta x_i^{(0)} \quad i = \overline{1, n}.$$

3. Вычисляем вектор-градиент $\frac{\partial \varphi}{\partial \mathbf{u}} = \left(\frac{\partial \varphi}{\partial u_1^{(0)}}, \frac{\partial \varphi}{\partial u_2^{(0)}}, \dots, \frac{\partial \varphi}{\partial u_m^{(0)}} \right)$

целевой функции (2.9), любая j -я компонента которого есть отклонение точки $\mathbf{x}^{(0)}$ от j -го ограничения:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial u_j^{(0)}} = \Delta_j^{(0)} = - \left(\sum_{i=1}^n a_{ji} x_i^{(0)} - b_j \right). \quad (2.12)$$

4. Находим значение вектора двойственных переменных \mathbf{u} на новой итерации, причем ограничения на независимые переменные вида $u_j \geq 0$ учитываем способом «срезки»:

$$u_j^{(1)} = \begin{cases} u_j^{(0)} - \alpha \Delta_j^{(0)}, & \text{если } u_j^{(0)} - \alpha \Delta_j^{(0)} \geq 0; \\ 0, & \text{если } u_j^{(0)} - \alpha \Delta_j^{(0)} < 0, \end{cases} \quad (2.13)$$

где

$$\alpha = 2 \frac{\sum_{j=1}^m \Delta_j^{(0)} \Delta_j^{(0)}}{\sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m a_{ji} \Delta_j^{(0)} \right)^2}. \quad (2.14)$$

Значение α выбирается из условия наибольшего убывания функции $\varphi(\mathbf{u})$ вдоль направления $\Delta^{(0)} = (\Delta_1^{(0)}, \Delta_2^{(0)}, \dots, \Delta_m^{(0)})$, что эквивалентно решению следующей задачи:

$$\{\varphi(\mathbf{u}^{(0)} - \alpha \Delta^{(0)}) - \varphi(\mathbf{u}^{(0)})\} \rightarrow \min_{\alpha}$$

5. После вычисления нового значения вектора \mathbf{u} переходим к п. 2. Процесс вычисления продолжается до тех пор, пока не будут выполнены условия оптимальности Куна—Таккера

$$(\Delta_j^{(v)} u_j^{(v)}) = 0 \quad j = \overline{1, m}, \quad (2.15)$$

где v —номер итерации.

Введем в рассмотрение вектор

$$\mathbf{s} = (s_1, s_2, \dots, s_m), \quad (2.16)$$

где

$$s_j = \begin{cases} 0, & \text{если } u_j = 0 \text{ и } \Delta_j \geq 0; \\ \Delta_j, & \text{во всех остальных случаях.} \end{cases}$$

Практическое выполнение условий оптимальности (2.15) эквивалентно следующему:

$$\max_j |s_j| \leq \varepsilon, \quad (2.17)$$

где ε —заданная погрешность в нарушении системы ограничений.

Исследования показали, что когда заданная система ограничений совместна, максимальная по модулю компонента вектора \mathbf{s} имеет тенденцию к убыванию и через некоторое число итераций входит в допустимую зону нарушения ограничений (рис. 2.6). Следует отметить, что характер убывания величины $\max_j |s_j|$ не является обяза-

тельно монотонным. Немонотонность изменения величины $\max_j |s_j|$ может объясняться, например, неравномерным влиянием изменения основных переменных \mathbf{x} на разные типы ограничений.

Если система ограничений несовместна, то нельзя выполнить условия оптимума (2.17) и, следовательно, никогда нельзя достигнуть допустимой зоны нарушения ограничений (рис. 2.6).

Обозначим через s_{min}^v самое малое значение величины $\max_j |s_j|$ на момент v -й итерации. Учитывая вышесказанное, в качестве критерия определения несовместности заданной системы ограничений принимается степень постоянства s_{min}^v на протяжении нескольких итераций. Исследования и экспериментальные расчеты показали, что для надежного определения несовместности заданной системы ограничений достаточно анализировать изменение s_{min}^v на протяжении 20—30 итераций. Если на этом отрезке итераций

s_{min}^v не изменится, то итерационный процесс проектирования точки на поверхность ограничений прекратится, при этом найденное решение будет иметь минимальную степень нарушения ограничений.

Алгоритм проектирования точки на поверхность ограничений с использованием модифицированного метода Хилдрета. Пусть $u^{(0)} \geq 0$ — начальный вектор. Фиксируем

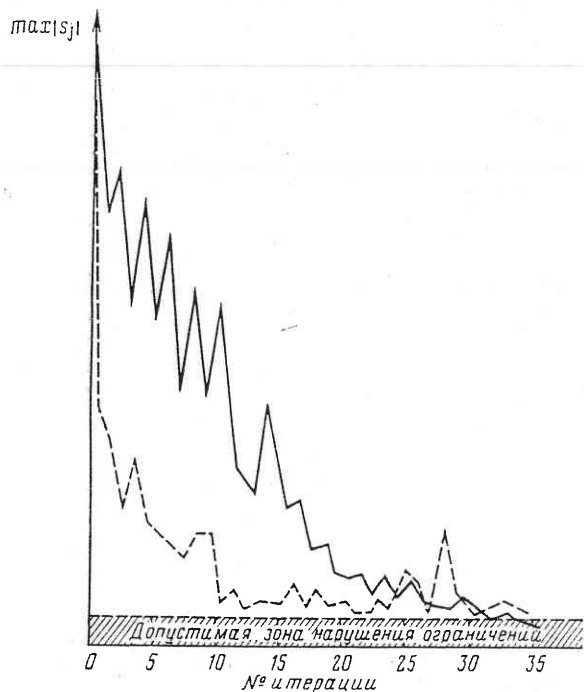


Рис. 2.6. Ход итерационного процесса проектирования в случае совместной (сплошная линия) и несовместной (пунктирная линия) систем ограничений

все координаты вектора $u^{(0)}$, кроме первой, и решаем задачу нахождения минимума функции одной переменной v

$$\min_{v \geq 0} \varphi(u) = \min_{v \geq 0} \varphi(v, u_2^{(0)}, u_3^{(0)}, \dots, u_m^{(0)}). \quad (2.18)$$

Для решения задачи находим частную производную целевой функции $\varphi(u)$ по первой координате и приравниваем ее нулю:

$$\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=2}^m a_{ji} u_j^{(0)} + a_{1i} v \right) a_{1i} - \sum_{i=1}^n (a_{1i} x_i - b_1) = 0. \quad (2.19)$$

Пусть v — решение этого уравнения. Тогда, если $v \geq 0$, оно и будет решением (2.18). Если $v < 0$, то в силу условия неотрицательности в качестве решения задачи (2.18) берем $v = 0$. Затем фиксируем все координаты, кроме второй, и решаем вспомогательную задачу (2.19) относительно второй координаты. В качестве решения вспомогательной задачи берем $u_2^{(0)} = \max\{0, v\}$. Таким образом улучшим все координаты вектора $u^{(0)}$, затем перейдем вновь к улучшению первой координаты, второй и т. д. Процесс считается оконченным, если значения вектора u на двух последовательных итерациях близки между собой с точностью до заданного ϵ (под итерацией понимается полный цикл последовательного улучшения всех координат вектора u).

С учетом вышесказанного изменение j -й компоненты вектора u при переходе от v -й итерации к следующей представим в векторной форме

$$u^{(v+1)} = u^{(v)} - \lambda_j l_j,$$

где $l_j = (0, 0, \dots, 1, \dots, 0)$ — вектор, у которого j -я компонента равна единице, а остальные — нулю.

Рассмотренная процедура покоординатного спуска решения задачи (2.9) может быть реализована в виде следующей вычислительной схемы [53].

1. Задаем произвольным образом начальное приближение для вектора двойственных переменных $u: u^{(0)} = (u_1^{(0)}, u_2^{(0)}, \dots, u_m^{(0)})$.

2. Используя (2.10) и (2.11), находим состояние искомой проекции $\hat{x}^{(0)}$, соответствующее значению вектора $u^{(0)}$:

$$\Delta x_i^{(0)} = \sum_{j=1}^m x_{ji} u_j^{(0)} \quad i = \overline{1, n};$$

$$\hat{x}_i^{(0)} = x_i - \frac{1}{2} \Delta x_i^{(0)} \quad i = \overline{1, n}.$$

3. Вычисляем частную производную функцию $\varphi(u)$ по первой координате:

$$\Delta_1^{(0)} = - \left(\sum_{i=1}^n a_{1i} \hat{x}_i^{(0)} - b_1 \right).$$

4. Вычисляем λ_1 :

$$\lambda_1 = \begin{cases} 0, & \text{если } \Delta_1^{(0)} = 0, \text{ либо } \Delta_1^{(0)} > 0 \text{ и } u_1^{(0)} = 0; \\ \frac{2\Delta_1^{(0)}}{\sum_i a_{1i}^2}, & \text{если } \Delta_1^{(0)} < 0; \\ \max\left(-u_1^{(0)}, \frac{2\Delta_1^{(0)}}{\sum_i a_{1i}^2}\right), & \text{если } \Delta_1^{(0)} > 0 \text{ и } u_1^{(0)} > 0. \end{cases} \quad (2.20)$$

5. Вычисляем значение вектора u на новой итерации:

$$u^{(1)} = u^{(0)} - \lambda_1 l_1. \quad (2.21)$$

6. Вычисляем значения вектора \hat{x} , соответствующее новому значению вектора $u^{(1)}$:

$$\hat{x}^{(1)} = x^{(0)} + \frac{1}{2} \lambda_1 a_1,$$

где $a_i = (a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{in})$ — вектор-строка матрицы ограничений A .

7. Проверяем условия оптимальности Куна — Таккера:

$$(\Delta_j^{(v)} u_j^{(v)}) = 0 \quad j = \overline{1, m},$$

где v — номер итерации.

Вычислительный алгоритм проверки условий Куна — Таккера соответствует формулам (2.16) и (2.17). Если эти условия оптимальности не выполнены, то переходим к п. 3 для анализа следующего ограничения.

Для учета ограничений в форме равенств вышеописанная схема несколько упрощается: формула (2.20) для вычисления λ_1 имеет вид

$$\lambda_1 = 2 \frac{\Delta_1}{\sum_i a_{1i}^2},$$

где Δ_1 — небаланс с соответствующим знаком.

Расчет по (2.21) не производится. Проверка условий оптимальности сводится к выполнению неравенства $|\Delta_j^{(v)}| \leq \epsilon$, где ϵ — заданная величина нарушения ограничения в форме равенства.

При выполнении условий оптимальности итерационный процесс прекращается и в качестве искомого решения задачи (2.9) берется значение вектора u на последней итерации.

Интерпретация процесса проектирования точки на поверхность ограничений на языке метода штрафных функций [1]. Решение задачи на основе зигзагообразного обхода границ ограничений в форме не-

равенств может быть организовано и с использованием штрафных функций: выход за границу допустимой области происходит по вектору антиградиенту целевой функции, а возврат — на основе штрафных функций.

Пусть точка $x^{(0)}$ лежит вне допустимой области. Рассмотрим процесс спуска из этой точки на границу допустимой области на основе критерия минимизации суммарных штрафов

$$\min W(x) = \min \sum_j W_j(x), \quad (2.22)$$

где

$$W_j(x) = \begin{cases} \beta \left(\sum_i a_{ji} x_i - b_j \right)^2; \\ 0, & \text{если нет нарушения ограничений;} \end{cases}$$

β — достаточно большое положительное число.

В соответствии с градиентной методикой новое значение независимых переменных будем вычислять по следующей формуле:

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} - \alpha_1 \frac{\partial W}{\partial x_i^{(0)}} \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.23)$$

Считая, что заданная система ограничений $Ax \leq b$ совместна, и решив задачу (2.22), выйдем на границу допустимой области. Пусть это будет точка $\bar{x}^{(0)}$, в общем случае отличная от точки $\hat{x}^{(0)}$ — проекции точки $x^{(0)}$ на границу допустимой области (рис. 2.7).

Нас интересуют изменения, которые необходимо внести в вышеописанную процедуру, чтобы точка спуска совпала с точкой проекции $\hat{x}^{(0)}$.

На рис. 2.7 показан простейший случай проектирования точки при двух ограничениях — первом активном (I) и втором пассивном (II). В этом случае, очевидно, искомая точка проектирования $\hat{x}^{(0)}$ лежит на перпендикуляре из точки $x^{(0)}$ на границу I . Ограничение II не влияет на положение точки $\hat{x}^{(0)}$.

Если бы при спуске с помощью градиентного метода было известно, какие ограничения активные, и учитывались штрафы только от таких ограничений, то можно было бы получить искомую точку проекции. Однако это неизвестно, поэтому при спуске учитываем все ограничения, но предусматриваем в алгоритме метода штрафных функций последующую компенсацию влияния пассивных ограничений.

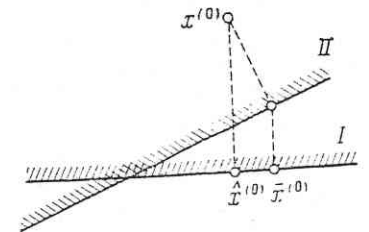


Рис. 2.7. Пример проектирования точки при двух ограничениях:

I — активное ограничение; II — пассивное ограничение

Рассмотрим влияние j -го ограничения на процесс движения по градиенту из точки $x^{(0)}$. Изменение i -й независимой переменной на одной итерации в соответствии с градиентным методом равно:

$$\Delta x_i^{(v)} = -\alpha_{j\beta} \frac{\partial \Pi_j}{\partial x_i^{(v)}},$$

или

$$\Delta x_i^{(v)} = -2\alpha_{j\beta} a_{ji} \Delta_j^{(v)}, \quad (2.24)$$

где $\Delta_j^{(v)}$ — нарушение j -го ограничения; a_{ji} — элемент матрицы линейных ограничений.

Несложно выписать полное изменение i -й компоненты вектора независимых переменных за v итераций:

$$-2\alpha_{ji} \sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)}.$$

Отсюда следует, чтобы исключить влияние j -го пассивного ограничения на положение искомой точки проекции, необходимо потребовать, чтобы полные изменения относительно каждой ее компоненты были равны нулю:

$$2\beta a_{j1} \sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)} = 0;$$

$$2\beta a_{j2} \sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)} = 0;$$

.....

$$2\beta a_{jn} \sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)} = 0,$$

что эквивалентно выполнению только одного условия:

$$\sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)} = 0. \quad (2.25)$$

Дадим практическую схему реализации алгоритма компенсации.

В процессе итераций для каждого ограничения вычисляем сумму $u_j = \sum_v \alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)}$. Очевидно, что эта сумма при движении в недопустимой

области будет увеличиваться и иметь положительное значение. После того как пересечем j -е ограничение, т. е. штраф от этого ограничения станет нулевым, в отличие от классической схемы метода штрафных

функций будем продолжать учитывать в (2.24) член: $\frac{\partial \Pi_j}{\partial x_i} = -2\beta a_{ji} \Delta_j^{(v)}$,

где отклонение $\Delta_j^{(v)}$ изменило свой знак. Член $\alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)}$ отрицателен, поэтому u_j станет уменьшаться. Учет члена $\alpha_{j\beta} \Delta_j^{(v)}$ в (2.24) будем произ-

водить до тех пор, пока не получим $u_j = 0$. При дальнейшем движении по градиенту член от j -го ограничения учитывать не следует.

Если ограничение активное, то для него $u_j > 0$, но одновременно и $\Delta_j = 0$, что означает принадлежность точки проекции к поверхности ограничений.

Итак, описанная схема отличается от обычного метода штрафных функций тем, что при формировании нового направления спуска (изменении независимых переменных) учитываются не только штрафы от нарушения ограничений на данной итерации, но и воздействия от ограничений, нарушенных на предыдущих итерациях. Воздействие от ранее нарушенных ограничений учитывается до тех пор, пока не достигается выполнение условия компенсации (2.25). Дополнительный учет воздействий от ранее нарушенных ограничений при формировании направления спуска позволит резко сгладить колебательный характер итерационного процесса и существенно повысить скорость его сходимости.

Для улучшения сходимости обычного метода штрафных функций в [1] предлагается ряд его усовершенствований, что позволяет получить сходящийся итерационный процесс. Однако рассматриваемый выше учет компенсации пассивных ограничений дает лучшие результаты.

Рассматриваемый алгоритм проектирования с использованием штрафных функций отличается от ранее рассмотренных алгоритмов тем, что расчеты ведутся по переменным x с проверкой по u .

В некоторых задачах оптимизации краткосрочных режимов ГЭС [2] метод проекции градиента используется в несколько иной модификации. Вместо (2.23) используется формула

$$x_i^{(1)} = x_i^{(0)} - \alpha_j \sum_i \Delta x_{ij}^{(1)},$$

где Δx_{ij} — кратчайшее расстояние от исходной точки до j -го ограничения. Если ограничения линейны $\sum_{i=1}^n a_i x_i \geq b$, то несложно получить

выражения для $\Delta x_{ij}^{(1)} = -a_i \frac{\Delta}{\sum a_i^2}$, где Δ — нарушение j -го ограничения в исходной точке.

В остальном процедура расчетов аналогична вышеизложенной: накапливаются значения u_j , производится компенсация пассивных ограничений и т. п.

Учет ограничений в форме равенств. Описанная процедура метода проекции градиента в принципе позволяет учитывать ограничения и в форме равенств.

Но, как показали исследования и практические расчеты, более целесообразно ограничения в форме равенств

В общую систему ограничений не включать, а учитывать их отдельно с помощью проекционного алгоритма [68].

Каждое направление изменения независимых переменных (движение ли это за границу или изменение переменных на одной итерации процесса проектирования) прежде

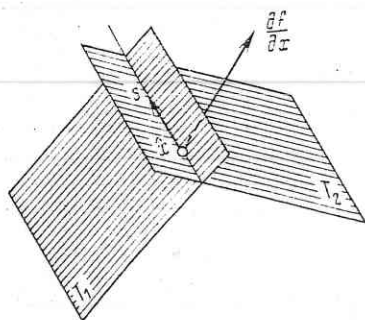


Рис. 2.8. Пример проекции градиента на ограничения в форме равенств

всего проектируем на поверхность заданной системы ограничений в форме равенств и вдоль этой поверхности осуществляем изменение независимых переменных (рис. 2.8). Использование проекционного алгоритма полностью исключает нежелательные колебания итерационного процесса вблизи плоскости ограничений в форме равенств, что влечет за собой повышение надежности и скорости сходимости общего итерационного процесса.

Выведем формулу проектирования произвольного вектора $\mathbf{d} = (d_1, d_2, \dots, d_n)$ на заданную систему линейных ограничений в форме равенств $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$. Поскольку искомая проекция $\mathbf{s} = (s_1, s_2, \dots, s_n)$ должна лежать в плоскости каждого равенства, то необходимо выполнение следующих условий:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{11}s_1 + a_{12}s_2 + \dots + a_{1n}s_n = 0 \\ \dots \\ a_{k1}s_1 + a_{k2}s_2 + \dots + a_{kn}s_n = 0 \end{array} \right\} = \{ \mathbf{As} = 0 \}.$$

Но поскольку под проекцией \mathbf{s} понимается возможное направление, составляющее наименьший угол с вектором \mathbf{d} , то, вводя для однозначности и ограниченности решения дополнительное условие $\sum_{i=1}^n s_i^2 = 1$, решаем следующую задачу для определения вектора \mathbf{s} :

$$\sum_{i=1}^n d_i s_i \rightarrow \max$$

при $\mathbf{As} = 0, \sum_{i=1}^n s_i^2 = 1.$

Полученная задача квадратичного программирования легко решается классическим методом множителей Лагранжа. Составим функцию Лагранжа

$$\begin{aligned} \psi(\lambda, \mathbf{s}, \lambda_0) = & \sum_{i=1}^n d_i s_i + \lambda_1 \sum_{i=1}^n a_{1i} s_i + \lambda_2 \sum_{i=1}^n a_{2i} s_i + \dots \\ & \dots + \lambda_k \sum_{i=1}^n a_{ki} s_i + \lambda_0 \sum_{i=1}^n s_i^2, \end{aligned}$$

а затем выпишем необходимые и достаточные условия экстремума этой функции в матричном виде:

$$\begin{aligned} \mathbf{d} + \mathbf{A}^T \boldsymbol{\lambda} + \frac{1}{2} \lambda_0 \mathbf{s} &= \mathbf{0}; \\ \mathbf{As} &= \mathbf{0}; \\ \sum_{i=1}^n s_i^2 &= 1, \end{aligned}$$

где \mathbf{A}^T — транспонированная матрица ограничений; $\boldsymbol{\lambda}$ — вектор множителей Лагранжа; λ_0 — множитель Лагранжа для ограничения $(\mathbf{s}, \mathbf{s}) = 1$.

После несложных преобразований получаем

$$s_i = \frac{2}{\lambda_0} [d_i - \lambda_1 a_{1i} - \lambda_2 a_{2i} - \dots - \lambda_k a_{ki}], \quad (2.26)$$

где $i = \overline{1, n}$.

Так как важна не длина вектора \mathbf{s} , а только его направление, то для удобства вычислений в (2.26) обычно полагают равным двум.

Формула проектирования на одно ограничение типа

$$a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n = b \quad (2.27)$$

имеет вид

$$s_i = d_i - a_i \lambda, \quad \lambda = \frac{\sum_{j=1}^n a_j d_j}{\sum_{j=1}^n a_j^2}, \quad (2.28)$$

где $\mathbf{d} = (d_1, d_2, \dots, d_n)$ — исходное направление; $\mathbf{s} = (s_1, s_2, \dots, s_n)$ — проекция исходного направления на ограничение (2.27); λ — множитель Лагранжа, соответствующий ограничению (2.27).

Проекцию вектор-градиента целевой функции $f(x)$ на ограничения в форме равенств $\varphi_j(x)=0$ $j=1, m$ можно определять и следующим образом [68]. Запишем функцию Лагранжа

$$F(x) = f(x) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(x),$$

Искомая проекция определяется так:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = \frac{\partial f(x)}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial \varphi_j(x)}{\partial x_i}.$$

Неизвестные множители Лагранжа λ_j находятся из условия равенства нулю изменений функций $\varphi_j(x)$ на каждом градиентном шаге Δx :

$$\frac{\partial \varphi_j(x)}{\partial x_i} \Delta x_i = 0 \text{ или } \frac{\partial \varphi_j(x)}{\partial x_i} \frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = 0 \text{ для } j = \overline{1, m}.$$

Если в рассматриваемой точке ограничение $\varphi_j(x)=0$ не соблюдается, например, $\varphi_j(x)=a_j$, то проекция вектор-градиента должна обеспечить выход решения в допустимую область, для чего вместо предыдущего уравнения следует брать

$$\frac{\partial \varphi_j(x)}{\partial x_i} \frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = -a_j \text{ для } j = \overline{1, m}.$$

Таким образом, для определения искомых множителей Лагранжа λ_j требуется решить систему алгебраических уравнений

$$\frac{\partial \varphi_j(x)}{\partial x_i} \frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = -a_j \text{ для } j = \overline{1, m}.$$

В ряде случаев рассмотренный способ учета ограничений в форме равенств можно распространять и на ограничения в форме неравенств. Пусть, например, на некоторой итерации решение достигло пределов по нескольким ограничениям в форме неравенств (будем считать, что решение находится на ограничении, если расстояние до предела этого ограничения менее некоторого ε). Находим проекцию вектор-градиента целевой функции, полагая, что указанные ограничения должны выполняться как ограничения в форме равенств. Далее осуществляется движение по найденному направлению.

Такой прием учета ограничений будет правильным, если при движении к оптимуму на данной итерации не произойдет отхода от пределов по указанным ограничениям в форме неравенств, проверка чего в общем случае достаточно трудоемка (нужно находить проекции вектор-градиента, поочередно снимая и налагая эти ограничения). Однако даже без такой проверки целесообразно хотя бы изредка использовать

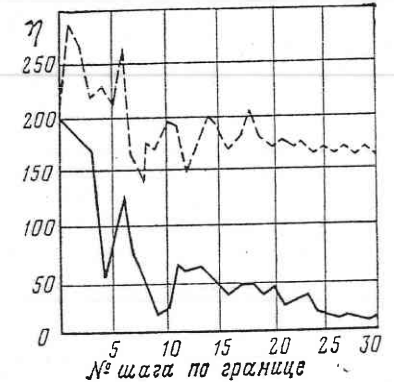
этот прием в ходе общего итерационного процесса, что может ускорить решение задачи.

Особенности учета нелинейных ограничений. Учет нелинейных ограничений методом проекции градиента производится с помощью их последовательной линейаризации.

В начальной точке $x^{(0)}$ (точка лежит вне допустимой области) все линейные ограничения линейризуются, и решается задача проектирования (2.8) относительно линейа-

Рис. 2.9. Иллюстрация ускорения процесса проектирования за счет специального выбора начального приближения для вектора двойственных переменных:

η — число итераций в задаче проектирования при одном спуске на поверхность ограничений; — — — начальное приближение задается произвольным образом (предыстория не учитывается); — — — в качестве начального приближения на очередном спуске берется решение задачи проектирования на предыдущем шаге



ризованной системы ограничений. Если полученное решение задачи проектирования лежит в зоне линейаризации, то это и есть искомая проекция $\hat{x}^{(0)}$, в противном случае делается повторная линейаризация (уточнение матрицы ограничений) и процесс проектирования продолжается.

Далее линейаризация проводится в граничной точке перед каждым ходом за границу. Множитель α_v в формуле

$$x^{(v+1)} = \hat{x}^{(v)} - \alpha_v \frac{\partial f}{\partial \hat{x}^{(v)}}$$

должен быть таким, чтобы вновь полученная точка $x^{(v+1)}$ принадлежала окрестности аппроксимации ограничений.

Организация общего итерационного процесса в методе проекции градиента и критерий его окончания. Возможных схем организации вычислительного процесса в методе проекции градиента может быть много. Выбор той или иной схемы в конечном счете обуславливается особенностями конкретной задачи.

Обсудим ряд вопросов, существенно влияющих на сходимость общего итерационного процесса.

В качестве начального приближения вектора двойственных переменных u во вспомогательной задаче проектирования точки на поверхность ограничений (2.9) при очередном проектировании целесообразно брать решение этой задачи на предыдущем шаге.

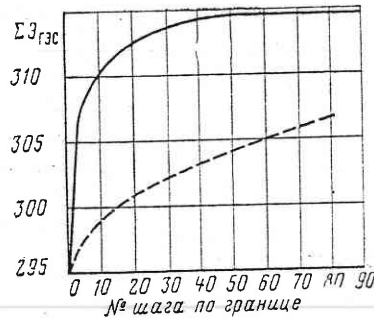


Рис. 2.10. Иллюстрация ускорения сходимости метода проекции градиента за счет использования проекционного алгоритма:

ΣЭ_{ГЭС} — выработка каскада ГЭС (целевая функция); — — — без применения проекционного алгоритма; — с применением проекционного алгоритма

Целесообразность этого объясняется следующим. Состав активных ограничений в точке проекции, как это следует из условий оптимума (2.15), полностью определяется соответствующим значением вектора двойственных переменных u . В этом смысле процесс проектирования точки на поверхность ограничений можно рассматривать как совмещение двух процедур — определения состава активных ограничений и проектирования точки на поверхность только этих ограничений.

Исследования показывают, что состав активных ограничений при переходе из одной граничной точки в следующую меняется мало и по мере приближения к оптимуму стабилизируется.

Следовательно, задание в качестве начального приближения для вектора двойственных переменных u при очередном проектировании значения этого вектора на предыдущем шаге существенно ускоряет процесс проектирования за счет сокращения процедуры определения состава активных ограничений (рис. 2.9).

В отличие от классического метода проекции градиента ход за границу допустимой области целесообразно делать вдоль проекции вектор-градиента на ограничения в форме равенств (проекционный алгоритм)

$$\left. \begin{aligned} x^{(v+1)} &= \hat{x}^{(v)} - \alpha_v s^{(v)}; \\ s^{(v)} &= p \frac{\partial f}{\partial \hat{x}^{(v)}} = [E - A^T [AA^T]^{-1}] \frac{\partial f}{\partial \hat{x}^{(v)}}; \\ \alpha_v &= \frac{\Delta_\alpha}{\max |s_i^{(v)}|}, \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

где p — матрица проектирования на ограничения в форме равенств; A , A^T , A' — соответственно прямая, транспонированная и симметричная матрицы ограничений в форме равенств; $\partial f / \partial \hat{x}^{(v)}$ — градиент целевой функции в граничной точке $\hat{x}^{(v)}$.

Вычисление $x^{(v+1)}$ по (2.29) способствует сокращению времени решения задачи (рис. 2.10) и позволяет оперировать с целевыми функциями, у которых локальный экстремум без ограничений не определен.

Именно к такому классу принадлежат рассматриваемые задачи оптимизации режимов ГЭС.

В случае нелинейных ограничений начальное значение константы Δ_α выбирается численно равным радиусу окрестности линеаризации ограничений. Для линейной системы ограничений выбор довольно произволен, зону его возможных значений, как показывает опыт, для конкретной задачи определить несложно.

В итерационном процессе величина Δ_α остается постоянной до тех пор, пока происходит улучшение целевой функции в граничных точках, т. е.

$$f(\hat{x}^{(v+1)}) < f(\hat{x}^{(v)}).$$

Если условие монотонности целевой функции нарушится, необходимо возвратиться в предыдущую граничную точку $\hat{x}^{(v)}$ и повторить цикл "ход за границу — проектирование" с $\Delta'_\alpha = \Delta_\alpha \gamma$, где $\gamma < 1$, и т. д.

Масштабирование независимых переменных. Основным смыслом масштабирования независимых переменных — это приближение линий уровней целевой функции к концентрическим окружностям. В этих условиях градиентный метод имеет наилучшую сходимость. Применительно к рассматриваемому методу необходимо производить масштабирование как основных независимых переменных $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, так и переменных $u = (u_1, u_2, \dots, u_n)$ во вспомогательной задаче проектирования точки на поверхность ограничений. Первое масштабирование делается относительно целевой функции $f(x)$, а второе — относительно функции $\phi(u)$ в (2.9).

В заключение остановимся на критерии окончания общего итерационного процесса. В практических расчетах итерационный процесс следует считать окончательным, если относительное изменение целевой функции за несколько последовательных итераций η мало.

Как показывает опыт расчетов, η достаточно брать равным единице. При этом разумно добавить условие: дробление константы Δ_α достигло предела $\Delta_\alpha \leq \Delta_{\alpha \min}$.

Смысл этого условия заключается в следующем. Если Δ_α не достигла своего предельного значения, то близость значений целевой функции на двух последовательных итерациях не может быть гарантией оптимума. В такой ситуации экстремум может находиться между этими значениями целевой функции.

ГЛАВА 3
МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ

3.1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Расчетная схема гидроузла. Принятая в расчетах долгосрочных и краткосрочных режимов энергосистем расчетная (идеализированная) схема гидроузла изображена на рис. 3.1; она включает водоподводящий 1 и водоотводящий 4 каналы, напорные трубопроводы 2, гидроагрегаты 3. Предполагается, что все гидроагрегаты одинаковые, на каждый агрегат приходится один напорный трубопровод. Под такую схему подходят как плотинные, так и деривационные гидроузлы. У первых обычно отсутствуют подводящий и водоотводящий каналы,

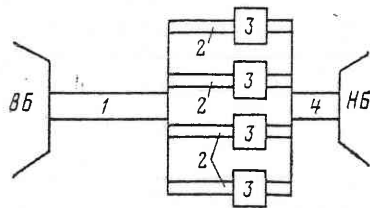


Рис. 3.1. Расчетная схема основных сооружений гидроузла

а иногда можно пренебречь и потерями напора в напорных трубопроводах. Однако исключение какого-либо элемента из схемы (задание нулевых характеристик элемента) не изменяет расчетной схемы.

Будем полагать, что заборы воды для неэнергетических участников ВХК производят как из верхнего, так и из нижнего бьефов. Холостые сбросы воды могут как попадать в нижний бьеф ГЭС (тогда они изменяют его уровень), так и вливаться в реку ниже по течению. В последнем случае баланс расходов в реке не нарушается, однако влияние холостых сбросов на уровень нижнего бьефа ГЭС не сказывается. Возможны редкие случаи, когда холостые сбросы воды не участвуют и в баланс расходов реки.

Мощность агрегата гидроэлектростанции, кВт, как известно, определяется зависимостью $N_a = 9,81 Q_a H_a \eta_a$, где Q_a , H_a и η_a — соответственно расход воды через гидротурбину, напор и КПД гидроагрегата.

Для определения напоров и расходов воды необходимо рассчитывать балансы соответственно напоров и расходов воды.

Баланс напоров гидроузла может быть записан следующим образом:

$$H = Z_{вб} - Z_{нб} = \Delta H_{вп} + \Delta H_{тр} + \Delta H_{реш} + \Delta H_{во} + H_T, \quad (3.1)$$

где H — полный напор; $Z_{вб}$, $Z_{нб}$ — уровни бьефов; $\Delta H_{вп}$, $\Delta H_{во}$, $\Delta H_{тр}$ — потери напора в водоподводящем и водоотводящем каналах, а также в напорном трубопроводе; $\Delta H_{реш}$ — потери напора на сороудерживающих решетках; H_T — напор на турбине (напор нетто).

Объединяя в $H_a = H_T + \Delta H_{тр}$, имеем

$$H = Z_{вб} - Z_{нб} = \Delta H_{вп} + \Delta H_{реш} + H_a + \Delta H_{во}. \quad (3.2)$$

Баланс расходов воды гидроузла записывается следующим образом:

$$Q_{вб} = Q_{гэс} + Q_{ф.ш} + Q_{х.с} + Q_{з.в}, \quad (3.3)$$

где $Q_{вб}$ — расход воды, поступающей из верхнего бьефа; $Q_{гэс}$ — расход воды, проходящей через турбины ГЭС; $Q_{ф.ш}$ — расход воды на фильтрацию через гидросооружения и на шлюзование; $Q_{х.с}$ — холостые сбросы воды через водосливы; $Q_{з.в}$ — забор воды из водохранилища на водоснабжение, орошение и т. п.

Если на ГЭС в работе находятся m агрегатов, то в силу их идентичности $Q_{гэс} = m Q_a$. Тогда вместо (3.3) имеем

$$Q_{вб} = m Q_a + Q_{ф.ш} + Q_{х.с} + Q_{з.в}.$$

Для расхода воды $Q_{нб}$, поступающего в нижний бьеф ГЭС, возможны следующие варианты: $Q_{нб} = Q_{вб} - Q_{з.в}$ при поступлении расходов $Q_{х.с}$ и $Q_{ф.ш}$ в нижний бьеф и $Q_{нб} = Q_{гэс}$ в противном случае.

Указанную идеализированную схему гидроузла используют в расчетах долгосрочной и краткосрочной оптимизаций режимов ГЭС. Многолетний опыт применения модели на многих отечественных каскадах ГЭС показал ее приемлемость в указанных задачах.

Однако реальные схемы гидроузлов в ряде случаев отличаются от изложенной выше. Во-первых, характеристики разных агрегатов могут различаться (различаются даже характеристики однотипных агрегатов, хотя бывают также случаи установки на ГЭС и разнотипного оборудования). Во-вторых, могут отличаться также схемы подвода воды к агрегатам: один напорный трубопровод на группу агрегатов, несимметричное расположение трубопроводов и т. п. Наконец, схемы главных электрических соединений ГЭС могут накладывать ограничения на состав и режимы работы агрегатов ГЭС.

Эти особенности схем ГЭС должны учитываться и обычно учитываются при оптимизации внутростанционных режимов ГЭС [10] — эти режимы в данной

книге не рассматриваются. При оптимизации долгосрочных и краткосрочных режимов ГЭС на уровнях РЭУ, ОДУ и ЦДУ отмеченные особенности обычно не учитываются. Лишь в частных случаях, когда неучет этих особенностей может дать заметную погрешность в решениях на указанных уровнях управления, математическая модель гидроузла берется более сложной. Например, поскольку различие характеристик гидроагрегатов на ДнепрогЭС-1 и Дне-

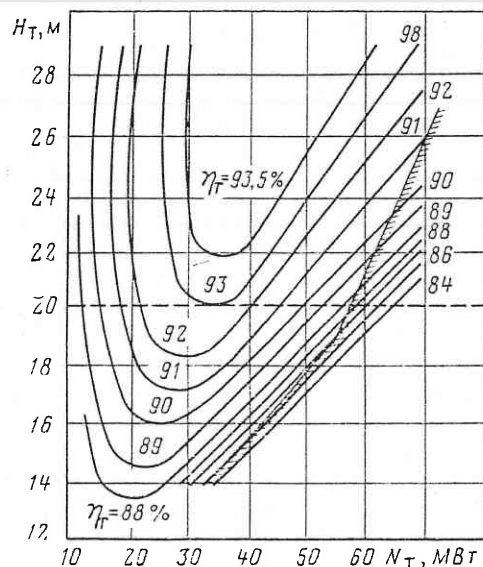


Рис. 3.2. Универсальная эксплуатационная характеристика $\eta_T(N_T, H_T)$ поворотной-лопастной гидротурбины

прогЭС-2 значительное, в алгоритмы расчета суточных и долгосрочных режимов ГЭС Днепровского каскада внесены нестандартные блоки для учета отмеченных особенностей.

Характеристики гидроагрегатов ГЭС. Гидроагрегат состоит из турбины и генератора. В характеристиках гидроагрегата учитываются потери напора в напорном трубопроводе и на сороудерживающих решетках.

Характеристики турбин строят на основе натуральных испытаний. Однако натурные испытания проведены не по всем ГЭС, поэтому для ряда ГЭС приходится использовать материалы испытаний моделей гидротурбин.

Второй способ получения характеристик ГЭС, естественно, является менее точным.

Погрешность натуральных испытаний турбин обычно оценивается до 1% КПД. Поэтому различия характеристик разных турбин, меньшие этого значения, не могут быть выявлены в результате натуральных испытаний.

Не останавливаясь на методике обработки материалов натуральных испытаний турбин, укажем лишь, что в результате такой обработки строятся энергетические характеристики турбин, связывающие η_T с N_T , H_T и Q_a . Зависимость

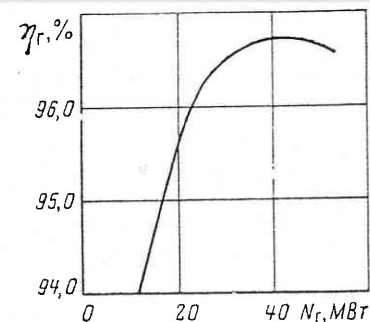


Рис. 3.3. Характеристика $\eta_g(N_g)$ для гидрогенератора ($\cos \varphi = 0,8$)

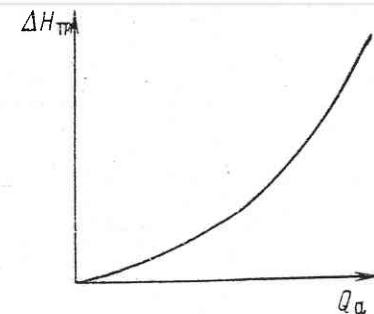


Рис. 3.4. Зависимость потерь напора $\Delta H_{тр}$ в напорном трубопроводе от расхода воды Q_a через гидроагрегат

η_T от N_T и H_T есть напорно-мощностная эксплуатационная универсальная характеристика, а зависимость η_T от Q_T и H_T — напорно-расходная эксплуатационная универсальная характеристика. На рис. 3.2 изображена для примера характеристика $\eta_T(N_T, H_T)$ для поворотной-лопастной турбины.

Зависимость КПД гидрогенератора от его мощности $\eta_g(N_g)$, определяемая при заводских испытаниях, обычно дается для номинального $\cos \varphi$ и для $\cos \varphi = 1$. Вид этой характеристики показан на рис. 3.3.

Зависимость потерь напора $\Delta H_{тр}$ в напорном трубопроводе от расхода воды через гидроагрегат Q_a показана на рис. 3.4.

Потери напора на решетках $\Delta H_{реш}$ являются квадратичной функцией расхода воды через гидроагрегат Q_a : $\Delta H_{реш} = a_{реш} Q_a^2$, где $a_{реш}$ — заданная константа. Эти зависимости изменяются в течение года: в период весеннего половодья вследствие большого засорения решеток потери $\Delta H_{реш}$ значительно отличаются от потерь в осталь-

ной период года, поэтому константы $\alpha_{реш}$ будут разными в разных временных интервалах.

На основе характеристик $\eta_T(N_T, H_T)$, $\eta_G(H_G)$ и $\Delta H_{TP}(Q_a)$ строится расходная характеристика гидроагрегата $N_a(Q_a, H_a)$ (рис. 3.5).

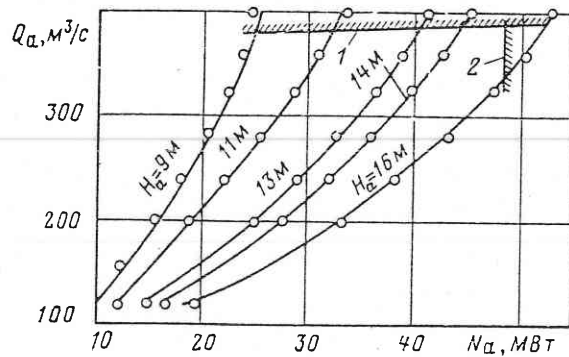


Рис. 3.5. Расходная характеристика гидроагрегата:
1 — линия ограничения по турбине; 2 — то же по генератору

Расходная характеристика гидроагрегата и характеристики относительных приростов гидроагрегата по расходу и напору являются основными характеристиками гидроагрегата, которые непосредственно используются в расчетах оптимальных режимов ГЭС. Поэтому остановимся более подробно на методике построения этих характеристик, руководствуясь [21].

Более точным способом построения указанных характеристик является их расчет через характеристики потерь мощности гидроагрегата, так как потери составляют небольшую долю от полной мощности.

Зависимость Q_T от N_T и H_T , как известно, задается формулой

$$Q_T = \frac{102}{H_T} \frac{N_T}{\eta_T},$$

где Q_T — расход воды через турбину, м³/с; N_T — мощность на валу турбины, МВт; H_T — напор нетто, м; η_T — КПД турбины, %.

Потери мощности за счет отличия КПД турбины и генератора от 100% выражаются формулами

$$\Delta N_T = \frac{100 - \eta_T}{\eta_T} N_T; \quad \Delta N_G = \frac{100 - \eta_G}{\eta_G} N_G.$$

Расходная характеристика гидроагрегата строится для серии $H_a = \text{const}$. Для одного какого-либо напора H_a построение осуществляется следующим образом. Задаемся серией точек $N_a = N_T$ в диапазоне от минимальной до максимальной нагрузки. В каждой точке по N_T определяем ΔN_T на основе значения η_T , взятого из рис. 3.3, и вычисляем

$N_T = N_T + \Delta N_T$. По N_T и H_T из рис. 3.2 берем η_T и определяем Q_T . Дополнительно в характеристике нужно учесть потери мощности ΔN_{TP} , обусловленные потерями напора ΔH_{TP} в напорном трубопроводе (ΔH_{TP} берется из рис. 3.4 для известного Q_T).

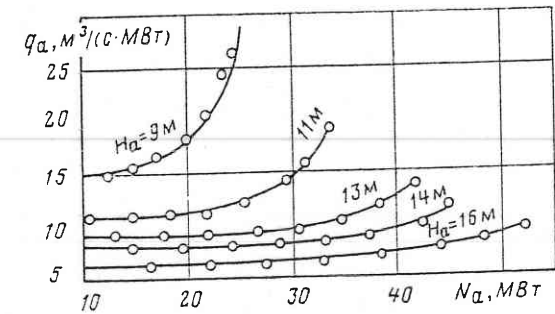


Рис. 3.6. Характеристика относительных приростов гидроагрегата по расходу воды $q_a(H_a, N_a)$

На основе формул $N_a = \frac{\eta_a H_T Q_T}{102}$ и $\Delta N_{TP} = \frac{\partial N_a}{\partial H_T} \Delta H_{TP}$ получаем

$$\frac{\partial N_a}{\partial H_T} = \frac{1}{102} Q_T \left(\eta_a + H_T \frac{\partial \eta_a}{\partial H_T} \right) \approx Q_T \cdot 10^{-2}, \text{ и тогда } \Delta N_{TP} = \Delta H_{TP} Q_T \cdot 10^{-2}.$$

В результате получаем $N_a = N_T + \Delta N_{TP}$. Имеем значения N_a и $Q_T = Q_a$ для $H_a = H_T$ (так как потери напора ΔH_{TP} уже учтены в виде снижения мощности гидроузла). По серии таких точек строится расходная характеристика гидроагрегата.

Одновременно с построением расходной характеристики определяем ΔN_T и ΔN_{TP} . Дополнительно вычисляем потери мощности в турбине

$$\Delta N_T = \frac{100 - \eta_T}{\eta_T} N_T \text{ (значения } \eta_T \text{ берутся из рис. 3.2 для заданных } N_T \text{ и } H_T).$$

В итоге определяются суммарные потери мощности: $\Delta N_{сум} = \Delta N_T + \Delta N_{TP} + \Delta N_G$. Расчеты для серии точек позволяют построить зависимости суммарных потерь мощности $\Delta N_{сум}(Q_a, H_a)$. Численное (графическое) дифференцирование этих кривых дает частные производные $\frac{\partial \Delta N_{сум}}{\partial Q_a}$ и $\frac{\partial \Delta N_{сум}}{\partial H_a}$ в функции от Q_a и H_a . Относительный прирост гидроагрегата по расходу воды равен:

$$q_a = \frac{\partial Q_a}{\partial N_a} = \frac{102}{H_a} \left(1 + \frac{\partial \Delta N_{сум}}{\partial N_a} \right),$$

отсюда по кривым для $\frac{\partial \Delta N_{сум}}{\partial Q_a}$ легко построить характеристику $q_a(N_a, H_a)$

(рис. 3.6). Так как $N_a^2 = \frac{Q_a H_a}{102} - \Delta N_{\text{сум}}$, то $h_a = \frac{\partial N_a}{\partial H_a} = \frac{Q_a}{102} - \frac{\partial \Delta N_{\text{сум}}}{\partial H_a}$, и отсюда по кривым для $\frac{\partial \Delta N_{\text{сум}}}{\partial H_a}$ легко построить характеристику $h_a(N_a, H_a)$ (рис. 3.7). Приближенно можно брать $\frac{\partial \Delta N_{\text{сум}}}{\partial H_a} = \frac{Q_a}{102}$,

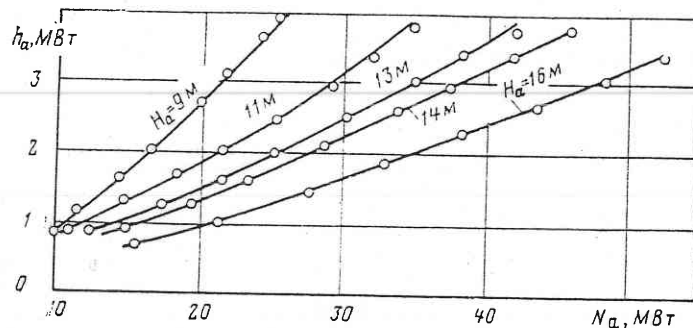


Рис. 3.7. Характеристика относительных приростов гидроузла по напору $h_a(H_a, N_a)$

однако погрешность от такого приближенного вычисления в ряде случаев существенная, и поэтому рекомендуется строить и использовать также характеристики $h_a(N_a, H_a)$.

Линии ограничения мощности гидроагрегата определяются как турбиной, так и генератором (см. рис. 3.5).

Аппроксимация характеристик гидроагрегатов и нижнего бьефа ГЭС полиномами. Для задания в ЭВМ расходная характеристика гидроагрегата аппроксимируется полиномом до 4-й степени:

$$N_a(Q_a, H_a) = d_0 + d_1 H_a + d_2 Q_a + d_3 H_a^2 + d_4 Q_a^2 + d_5 H_a Q_a + d_6 Q_a^3 + d_7 H_a^3 + d_8 H_a Q_a^2 + d_9 H_a^2 Q_a + d_{10} H_a^4 + d_{11} Q_a^4 + d_{12} H_a^3 Q_a + d_{13} H_a^2 Q_a^2 + d_{14} H_a Q_a^3. \quad (3.4)$$

Одновременно осуществляется и аппроксимация характеристик относительных приростов по расходу и напору, так как последние определяются дифференцированием полинома (3.4).

Аппроксимация осуществляется по критерию получения минимума суммы квадратов отклонений фактических значений от расчетных. Для определения 15 неизвестных коэффициентов полинома по этому критерию оказывается необходимым решить систему из 15 линейных алгебраиче-

ских уравнений. На оптимизацию режимов ГЭС основное значение оказывает правильное задание в первую очередь характеристики $q_a(Q_a, H_a)$, затем характеристик $h_a(Q_a, H_a)$ и $N_a(Q_a, H_a)$. Поэтому из 15 линейных уравнений для определения коэффициентов $\{d_i\}$ берем 10 уравнений из условия приближения фактических и расчетных значений q_a , 4 уравнения — из условия приближения h_a и 1 уравнение — из условия приближения N_a , чем учитывается необходимая приоритетность в точности аппроксимации характеристик.

В качестве примера на рис. 3.5—3.7 точками показаны фактические значения, а линиями — полученная аппроксимация характеристик полиномом (3.4). Погрешности аппроксимации менее 1%. Если точность аппроксимации оказывается недостаточной, рекомендуется разбить область определения характеристики на две зоны и для каждой из них определять свой полином.

Помимо характеристики $N_a(Q_a, H_a)$ в ЭВМ должны быть заданы линии ограничения максимальной мощности агрегата по турбине и генератору, а также линия максимальных КПД $Q^*_a(H_a)$ (назначение последней зависимости будет видно из дальнейшего текста).

Линия ограничения по максимальной мощности генератора $N_{г.огр} = \text{const}$ задается в ЭВМ одним числом. Встречаются случаи задания разных $N_{г.огр}$ для разных значений $\cos \phi$, в таких случаях значение $N_{г.огр}$ для каждого $\cos \phi$ задается одним числом.

Линия ограничения по максимальной мощности турбины $N_{т.огр}(H)$ аппроксимируется полиномом до 6-й степени как функция от одной переменной. Таким же образом аппроксимируется и зависимость $Q^*_a(H)$.

Характеристики нижнего бьефа могут быть двух видов: $Z_{нб}(Q_{нб})$ — стационарная кривая связи уровней и расходов нижнего бьефа; $Z_{нб}(Q_{нб}, Z_{вб})$ — стационарная кривая связи уровней и расходов нижнего бьефа, зависящая дополнительно от уровня верхнего бьефа нижележащей ГЭС. Первая характеристика имеет место при отсутствии подпора, а вторая — при наличии подпора от нижележащей ГЭС каскада.

Иногда нижний бьеф ГЭС имеет заметный подпор от бокового притока, впадающего в реку ниже ГЭС. В таком случае должна рассматриваться кривая нижнего бьефа вида $Z_{нб}(Q_{нб}, Q_p)$, где Q_p — расход воды бокового притока.

Зависимость $Z_{нб}(Q_{нб})$ аппроксимируется полиномом до 6-й степени, а зависимости $Z_{нб}(Q_{нб}, Z_{вб})$ и $Z_{нб}(Q_{нб}, Q_p)$ — полиномами 4-й степени. Иногда точность аппроксимации последних характеристик полиномами 4-й степени недостаточна; в таких случаях их следует аппроксимировать двумя полиномами 4-й степени: для $Z_{вб} \geq Z_{вб.пр}$ и для $Z_{вб} < Z_{вб.пр}$, где $Z_{вб.пр}$ — некоторая промежуточная отметка.

Все указанные выше аппроксимации выполняются по критерию минимума среднеквадратичного отклонения фактических значений показателей от расчетных.

Указанные зависимости нижнего бьефа даются для летних условий открытого русла реки. Зимой при наличии ледового подпора уровни нижнего бьефа определяются по летней кривой связи уровней и расходов воды, но с учетом так называемого зимнего коэффициента $k_{зим}$. Последний равен отношению расходов воды зимой и летом, дающих одинаковые уровни нижнего бьефа, т. е. $k_{зим} = Q_{зим}/Q_{лет}$.

Коэффициент $k_{зим}$ всегда меньше единицы и изменяется в зависимости от длины полыньи в нижнем бьефе ГЭС — чем больше длина полыньи, тем больше коэффициент $k_{зим}$. Длина полыньи определяется, главным образом, температурой воздуха. Рекомендуется задавать разные значения $k_{зим}$ для разных месяцев зимы, исходя из ожидаемых в эти месяцы средних температур воздуха. Часто идут на упрощение — задают одно значение $k_{зим}$ для всего зимнего периода.

Характеристики ГЭС. Пусть заданы следующие характеристики гидроагрегатов:

$$N_a(Q_a, H_a), N_{т.орг}(H_a),$$

$$N_{г.орг} = \text{const}, Q^*_a(H_a).$$

На основе этих характеристик должны вычисляться характеристики ГЭС: мощность $N_{гэс}$, относительные приросты ГЭС по расходу $q_{гэс}$ и напору $h_{гэс}$ для любого заданного расхода воды через турбины ГЭС $Q_{гэс}$ и напора H_a . Пусть на ГЭС установлено m агрегатов (ранее указывалось, что рассматривается случай одинаковых характеристик гидроагрегатов). В таком случае распределение нагрузок между включенными агрегатами, очевидно, должно быть равномерным.

На рис. 3.8 изображены для $H_a = \text{const}$ расходная характеристика ГЭС, характеристика относительных приростов ГЭС и характеристика КПД ГЭС. Точки a и b

включения гидроагрегатов определены общеизвестным способом.

Реальная характеристика ГЭС $N_{гэс}(H_a)$, изображенная пунктиром, является явно невыпуклой функцией. Невыпуклость проявляется в зонах включения каждого очередного агрегата и в точке, где $N_{гэс} = 0$ (последней точке нулевой мощности ГЭС отвечают два расхода воды через ГЭС: $Q_{гэс} = Q_{х.х}$ и $Q_{гэс} = 0$). Используемый при оптимизации режимов энергосистем аппарат выпуклого нелинейного программирования требует выпуклости расходных характеристик ГЭС, поэтому неизбежной является замена невыпуклых характеристик их выпуклыми «оболочками», которые наилучшим образом должны приближаться к исходным невыпуклым характеристикам. Такая выпуклая «оболочка» изображена на рис. 3.8 сплошными линиями. Расходная характеристика ГЭС на участке OC заменена отрезком касательной, далее используется реальная характеристика ГЭС. Соответственно этому на участке OC значения $q_{гэс}$ и $\eta_{гэс}$ принимаются постоянными. Если заранее известно, что остановка всех агрегатов на ГЭС невозможна (например, по минимально допустимому расходу воды в нижний бьеф ГЭС), то на участке OA вместо касательной можно брать реальную расходную характеристику ГЭС и соответственно реальные характеристики $q_{гэс}$ и $\eta_{гэс}$, что, естественно, повышает точность аппроксимации.

Рассмотрим, каким образом для любого H_a и $Q_{гэс}$ определить $N_{гэс}$. Сначала определим, на какой участок выпуклой расходной характеристики ГЭС попадает точка $(H_a, Q_{гэс})$. Для этого по зависимости $Q^*_a(H_a)$ подсчитывается Q^*_a . Если $Q_{гэс} \leq mQ^*_a$, то точка $(H_a, Q_{гэс})$ попадает на прямолинейный участок AC и значение $N_{гэс}$ легко определяется на основе линейной интерполяции по значению мощности ГЭС при $N_{гэс} = 0$ в точке O и при $N_{гэс} = mN_a(Q^*_a, H_a)$ в точке C (при использовании на участке OA реальной характеристики ГЭС из-

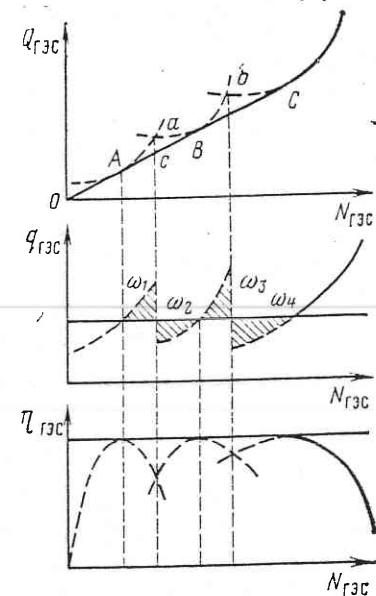


Рис. 3.8. Характеристики ГЭС для $H = \text{const}$ (первый случай)

менения в алгоритме расчета $N_{ГЭС}$ очевидны). Если $Q_{ГЭС} \geq mQ_a^*$, то в работе находятся все m агрегатов. По значениям H_a и $Q_a = Q_{ГЭС}/m$ в зависимости $N_a(H_a, Q_a)$ легко подсчитываются N_a и $N_{ГЭС} = mN_a$. При $N_{ГЭС} > mN_{Г.огр}$ или при $N_{ГЭС} > mN_{Г.огр}$ в качестве $N_{ГЭС}$ берется $mN_{Г.огр}$ или $mN_{Г.огр}$.

При замене реальной невыпуклой характеристики ее выпуклой «оболочкой» заштрихованные на зависимости $q_{ГЭС}(Q_{ГЭС}, H_a)$ зоны оказываются одинаковыми, т. е. площади $\omega_1 = \omega_2$ и $\omega_3 = \omega_4$, что

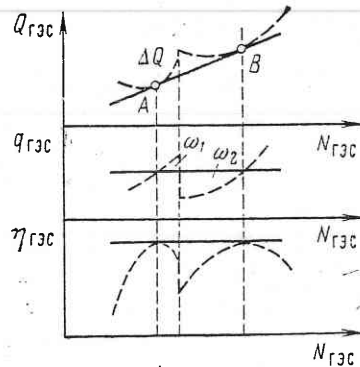


Рис. 3.9. Характеристики ГЭС для $H = \text{const}$ (второй случай)

более сложный, это тем более справедливо.

Равенство площадок $\omega_1 = \omega_2$ обусловлено следующим (рис. 3.8): отклонение в расходе воды на участке Aa по сравнению с участком Ac (площадка ω_1) компенсируется отклонением в расходе воды на участке aB по сравнению с участком cB (площадка ω_2) потому, что в точке B возвращаемся на прямую AB .

На рис. 3.9 изображен фрагмент рис. 3.8, но для случая, когда расходные характеристики одного и двух агрегатов не пересекаются. И в этом случае выпуклая оболочка остается прежней: касательная AB , но в этом случае $\omega_1 \neq \omega_2$ (следует брать $\omega_1 + \Delta Q = \omega_2$).

Иногда на ГЭС имеются два существенно различных состава агрегатов, например на Днепрогэс-1 и Днепрогэс-2. Значительное различие в характеристиках агрегатов необходимо учитывать и при оптимизации краткосрочных и долгосрочных режимов работы ГЭС в энергосистемах, а не только при внутростанционной оптимизации. В этом случае реальная характеристика ГЭС также заменяется ее выпуклой «оболочкой» аналогично рассмотренному вы-

ше случаю однотипных агрегатов, однако вычисления при этом становятся более громоздкими.

Следует отметить, что погрешность от замены реальной характеристики ГЭС ее выпуклой «оболочкой» будет тем меньше, чем более пологой является характеристика одного агрегата и чем большее число агрегатов установлено на ГЭС. Для многоагрегатных ГЭС (при $m > 10$) с поворот-но-лопастными турбинами указанная погрешность обычно очень мала и с ней можно не считаться (например, для Саратовской, Волжских ГЭС — имени В. И. Ленина и XXII съезда КПСС). Для малоагрегатных ГЭС эта погрешность может быть существенной, и поэтому при планировании краткосрочных режимов таких ГЭС после получения решения на основе выпуклых характеристик необходимо «исправлять» решение с учетом реальной характеристики ГЭС, т. е. упрощенно решать невыпуклую задачу дооптимизации режимов ГЭС. Более подробно эти вопросы будут освещены в гл. 7 при рассмотрении методов оптимизации краткосрочных режимов ГЭС.

ше случаю однотипных агрегатов, однако вычисления при этом становятся более громоздкими.

Следует отметить, что погрешность от замены реальной характеристики ГЭС ее выпуклой «оболочкой» будет тем меньше, чем более пологой является характеристика одного агрегата и чем большее число агрегатов установлено на ГЭС. Для многоагрегатных ГЭС (при $m > 10$) с поворот-но-лопастными турбинами указанная погрешность обычно очень мала и с ней можно не считаться (например, для Саратовской, Волжских ГЭС — имени В. И. Ленина и XXII съезда КПСС). Для малоагрегатных ГЭС эта погрешность может быть существенной, и поэтому при планировании краткосрочных режимов таких ГЭС после получения решения на основе выпуклых характеристик необходимо «исправлять» решение с учетом реальной характеристики ГЭС, т. е. упрощенно решать невыпуклую задачу дооптимизации режимов ГЭС. Более подробно эти вопросы будут освещены в гл. 7 при рассмотрении методов оптимизации краткосрочных режимов ГЭС.

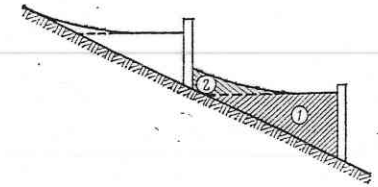


Рис. 3.10. Схема каскада из двух водохранилищ

Расчетная схема гидравлического режима каскада ГЭС. Любой каскад ГЭС может быть представлен в виде цепочки водохранилищ (рис. 3.10). В каждом водохранилище могут быть выделены статический 1 и динамический 2 объемы. В качестве исходной информации графически задаются кривые площади зеркала F и статического объема водохранилища W в функции от $Z_{вб}$ (рис. 3.11) для зоны 1 водохранилища. Как видно из рис. 3.11, $F = dW/dZ_{вб}$. Зависимости $F(Z_{вб})$ и $W(Z_{вб})$ при задании в ЭВМ аппроксимируются полиномами обычно до 6-й степени. Принципиально возможно получение характеристик объемов и для динамического объема, но в этом случае ΔW_d будет функцией как уровня водохранилища $Z_{вб}$, так и протекающего по водохранилищу расхода воды Q , т. е. $\Delta W_d(Z_{вб}; Q)$. Вид ха-

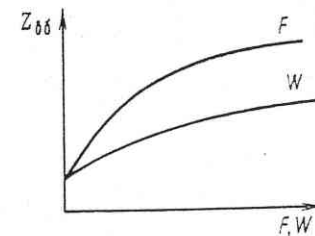


Рис. 3.11. Статические характеристики водохранилища:

F — площадь зеркала водохранилища; W — статический объем водохранилища

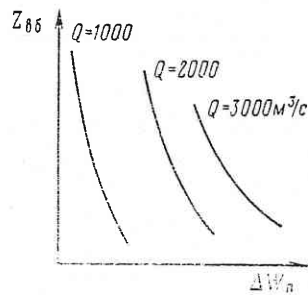


Рис. 3.12. Характеристика динамического объема водохранилища $\Delta W_d(Z_{вб}, Q)$

Таким образом, суммарный объем водохранилища состоит из двух частей — статической, подсчитанной в предположении горизонтальности зеркала водохранилища, и динамической, учитывающей реальное очертание кривой свободной поверхности воды. Статическая и динамическая характеристики водохранилища определяются путем планиметрирования топографических характеристик русла реки. Продольный профиль водной поверхности водохранилища при подсчете динамических объемов определяется в предположении, что режим водного потока является установившимся. Последнее является допущением, так как режим водного потока всегда не установившийся.

В существующей эксплуатационной практике, как правило, динамические объемы учитывают с помощью времени добегания расходов воды между гидроузлами. Понятие времени добегания можно получить из следующего рассмотрения.

На рис. 3.13,а сплошной линией изображен ступенчатый график расходов воды в нижний бьеф ГЭС-1. В некоторый момент времени t_1 имел место некоторый динамический объем водохранилища $W_{д1}$, отвечающий расходу воды в нижний бьеф ГЭС-1, равному $Q_{нб1}$. Переход к расходу $Q_{нб2}$ означает переход к динамическому объему водохранилища $W_{д2}$. Однако этот переход требует заполнения дополнительной динамической емкости $\Delta W_d = W_{д2} - W_{д1}$, что может быть выполнено только за счет расхода $\Delta Q_{нб1} = Q_{нб2} - Q_{нб1}$ в течение не-

рактические динамических объемов водохранилища показан на рис. 3.12. Следует отметить, что характеристики динамических объемов целесообразно для повышения точности задавать не целиком для всего водохранилища, а по отдельным участкам каждого водохранилища с учетом боковых притоков: необходимо, чтобы на каждом таком участке протекал одинаковый расход воды в установившемся режиме.

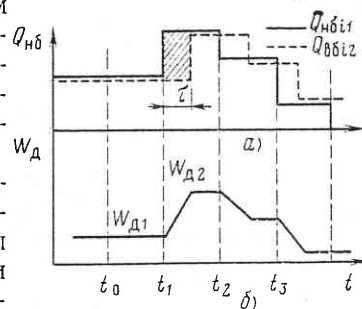
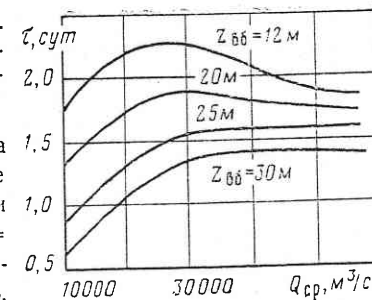


Рис. 3.13. К определению времени добегания воды между ступенями каскада

Рис. 3.14. Зависимость времени добегания воды $\tau(Z_{вб}, Q)$ от уровня водохранилища и протекающего по водохранилищу расхода воды



которого времени τ (штриховка на рис. 3.13,а). Отсюда имеем уравнение водного баланса $\Delta W_d = \tau \Delta Q_{нб1}$ или $\tau = \Delta W_d / \Delta Q_{нб1}$, а в пределе $\tau = \partial W_d / \partial Q_{нб1}$. На рис. 3.13,а пунктирной линией изображен расход $Q_{вб2}$, приходящий к створу ГЭС-2, откуда видно, что в период τ к ГЭС-2 будет поступать расход $Q_{вб2} = Q_{нб1}$, а в оставшейся части интервала $\Delta t_1 = t_2 - t_1$ — расход $Q_{нб2}$.

На рис. 3.13,б изображен ход изменения во времени динамических объемов водохранилища, при котором переход от $W_{д1}$ к $W_{д2}$ будет происходить в течение времени τ .

Итак, время добегания расходов воды $\tau = \partial W_d / \partial Q$ равно частной производной зависимости $W_d(Z_{вб}, Q)$ по расходу Q . Для зависимости динамического объема, изображенной на рис. 3.12, значения $\tau(Z_{вб}, Q)$, полученные численным дифференцированием, показаны на рис. 3.14. Поскольку τ не является постоянной, а зависит от $Z_{вб}$ и $Q_{нб}$, то в расчетах по статическим объемам водохранилищ следует для каждого интервала брать свое τ . Обычно берут два значения τ : одно для периода весеннего половодья и другое для остальной части года. Эти значения ориентированы на средние ожидаемые в эти периоды года величины $Z_{вб}$ и $Q_{нб}$. Если τ составляет лишь весьма небольшую долю временного интервала (до 5%), то оказывается допустимым принимать $\tau = 0$.

Средняя скорость добегания расходов воды между ГЭС, очевидно, будет равна $v = S / \tau$, где S — расстояние между ГЭС. При $\tau \approx 0$ имеем практически мгновенное добегание расходов воды, что на первый взгляд представляется парадоксальным [33]. Однако этот парадокс легко объясняется, если учитывать, что под временем добегания расходов воды понимается переход к другому очертанию свободной поверхности водного потока, а значит и к другому динамическому объему водохранилища. В очень глубоких водоемах, где дополнительный динамический объем мал, практически не требуется время на изменение её объема и поэтому $\tau \approx 0$ и $v_d \rightarrow \infty$. Физически вода не пробегает все расстояние от створа к створу, а лишь заполняет добавочную его верхнюю часть (динамический объем емкости).

Таким образом, можно указать три способа ведения водобалансовых расчетов каскадов ГЭС: по динамическим объемам водохранилищ, по статическим объемам водохранилищ при $\tau \neq 0$ и $\tau = 0$. Рекомендуется на основе специального анализа для каждого конкретного каскада ГЭС

оценивать, по какому из трех указанных способов следует проводить водобалансовые расчеты, отдавая по возможности предпочтение более простому способу.

Материал последующих глав ориентирован на расчет по статическим объемам при $\tau \neq 0$ или $\tau = 0$. Тогда уравнения водного баланса каскада ГЭС для любого i -го временного интервала длительностью Δt_i можно записать так:

$$Q_{вбi j} = Q_{нбi (j-1)} \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) + Q_{нб (i-1) (j-1)} \frac{\tau_{(i-1)j}}{\Delta t_i} + Q_{rij} - \Delta Q_{nij} \mp \Delta Q_{lij}, \quad (3.5)$$

где Q_{rij} — боковая приточность реки; ΔQ_{nij} — потери расхода воды на испарение; ΔQ_{lij} — потери (или возврат) воды на (от) льдообразование.

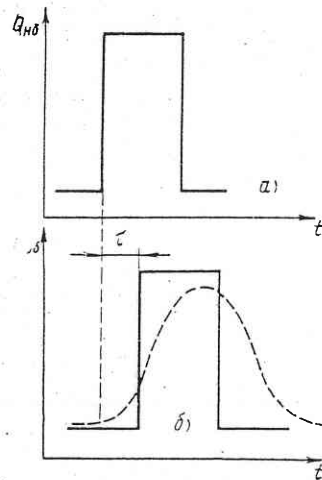


Рис. 3.15. Деформация волны пуска воды при движении ее по водохранилищу

Кроме отмеченных в (3.5) двух видов потерь расхода воды следовало бы дополнительно учитывать и потери (возврат) воды на фильтрацию в ложе водохранилища. По существу, имеется некоторый дополнительный (к водохранилищу) объем подземных вод, который тоже участвует в регулировании стока, и для него справедлив некоторый экспоненциальный закон истощения (возврата). Однако объективных данных по размеру и характеристикам этого подземного объема пока нет, и в водноэнергетических расчетах он не учитывается.

Осуществляемые по длине водохранилища заборы воды ранее были условно отнесены к нижележащей ГЭС и отражены в уравнении (3.3).
Принятая выше гидравлическая схема движения воды по водохранилищу весьма условна. Допускается, что волна расходов от верхней ГЭС (рис. 3.15,а) без деформации доходит с запаздыванием к створу нижней ГЭС (сплошная линия на рис. 3.15,б). В действительности волна пуска расходов воды помимо сдвига при достижении нижележащей ГЭС расплывается (на рис. 3.15,б пунктирная линия). Поэтому в расчетах режимов сложных каска-

дов ГЭС должен дополнительно предусматриваться учет добегания расходов воды и по более точной модели (в качестве такой взята модель Г. П. Калинина и П. И. Милюкова [29], рассмотренная более подробно в гл. 6).

Согласно этой модели расход воды $Q_{вбi j}$ в i -м интервале для j -й ГЭС определяется формулой

$$Q_{вбi j} = \sum_{k=1}^r P\left(k \frac{\Delta t}{2}\right) Q_{нб (i-k-1) (j-1)} + Q_{rij} - \Delta Q_{nij} \pm \Delta Q_{lij}, \quad (3.6)$$

где $P\left(k \frac{\Delta t}{2}\right)$ — кривая добегания расходов воды, выражаемая зависимостью

$$P\left(k \frac{\Delta t}{2}\right) = \frac{1}{(l-1)! \tau_l} \left(\frac{k \Delta t}{2\tau_l}\right)^{l-1} e^{-\frac{k \Delta t}{\tau_l}}. \quad (3.7)$$

Здесь l и τ_l — некоторые параметры, характеризующие водохранилище. Они могут определяться как на основе методов, рекомендованных в [29], так и формальными математическими методами идентификации параметров модели.

Кривая добегания (3.7) показывает, как трансформируется единичный пуск расхода воды от верхней ГЭС в некотором интервале Δt , когда он достигает нижней ГЭС. Заметим, что интервалы Δt здесь должны быть меньше ($\Delta t \leq \tau_l$), чем при расчетах длительного регулирования. Для этого ступенчатую кривую расходов $Q_{нбi1}$ на рис. 3.13,а нужно представить непрерывной кусочно-линейной, затем произвести ее осреднение по более мелким интервалам времени. Полученную кривую $Q_{нбi2}$, представленную в малых интервалах Δt_i , затем несложно будет осреднить по более крупным временным интервалам.

По методу Г. П. Калинина и П. И. Милюкова предполагается следующее. Все водохранилище представлено в виде каскада из воображаемых водохранилищ, и для каждого из них, по существу, используются статические объемы и времена добегания расходов воды. Доказано, что если число таких воображаемых водохранилищ l выбрать соответствующим образом, то будут учтены требования расчета неустановившегося движения воды. Параметр τ_l есть время добегания расходов воды на каждом таком водохранилище (характерном участке реки). Доказано

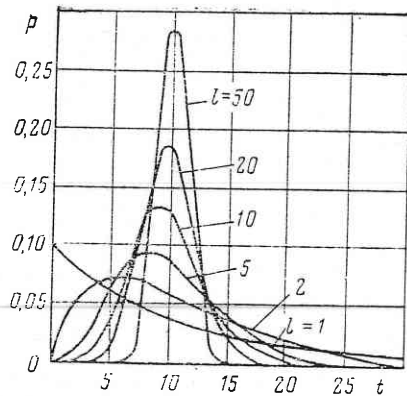


Рис. 3.16. Кривая добегания расходов воды между створами ГЭС

[29], что $l\tau_l = \tau$ — это время добегания воды по всему реальному водохранилищу.

На рис. 3.16 показано влияние на кривую добегания числа характерных участков при неизменном суммарном времени добегания $l\tau_l$. Как видно, чем меньше участков, тем больше расплывание волны. Только при очень большом l волна расходов будет приближаться к идеализации, представленной на рис. 3.15.

3.2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Расчетная схема и характеристики эквивалентной электрической сети [49]. При оптимизации долгосрочных, краткосрочных и оперативных режимов энергосистем с ГЭС должны учитываться потери активной мощности в электрической сети и ограничения по предельной пропускной способности некоторых так называемых контролируемых высоковольтных линий (ВЛ). Учет потерь активной мощности в сети требует вычисления относительных приростов потерь активной мощности π по активной мощности гидроэлектростанций $\sigma_j = \frac{\partial \pi}{\partial N_{гэсj}}$ и эквивалентных групп тепло-

вых станций $\sigma_j = \frac{\partial \pi}{\partial P_j}$, где π — потери активной мощности

в электрической сети. Учет ограничений по пропускной способности контролируемых ВЛ требует вычисления потоков активной мощности по этим ВЛ $P_{л}$ в функции от мощностей ГЭС и групп ТЭС, а также от нагрузок электропотребления. Точные расчеты σ и $P_{л}$ могут быть выполнены только на основе расчетов установившихся режимов электрической сети. Однако выполнение таких расчетов на каждой итерации при оптимизации режимов энергосистемы существенно увеличивает трудоемкость расчетов и, кроме того, требует значительной исходной информации, получить которую бывает очень трудно. Более простые вычисления будут при использовании методов эквива-

лентирования электрической сети и эквивалентных характеристик электрической сети. Полученные при этом погрешности вычислений в большинстве случаев находятся в допустимых пределах по итоговой точности расчета режимов электростанций и энергосистемы.

Любые расчеты электрических режимов выполняют по эквивалентным электрическим схемам, которые обычно насчитывают несколько сотен узлов. Для расчета энергетических режимов используют более глубокое эквивалентирование и получают эквивалентные электрические схемы, содержащие обычно менее сотни узлов.

Учитывая близкую к квадратичной зависимость потерь активной мощности в сети от нагрузок генерации и энергопотребления отдельных узлов, относительные приросты потерь приближенно ставятся в линейную зависимость от указанных нагрузок [49]. Аналогичная приближенная линейная зависимость используется и для потоков мощности по контролируемым ВЛ [49]:

$$\sigma_j = \sum_d \alpha_{rjd} P_{rd} + \sum_f \alpha_{njf} P_{nf} + \sum_q \alpha_{jq} P_q + \alpha_{jo}; \quad (3.8)$$

$$P_{лl} = \sum_d k_{rld} P_{rd} + \sum_f k_{nlf} P_{nf} + \sum_q k_{lq} P_q + k_{lo}, \quad (3.9)$$

где P_{rd} — нагрузки генерации эквивалентных объектов так называемых генераторных групп (отдельно рассматриваются ГЭС и эквивалентные группы ТЭС); P_{nf} — нагрузки нагрузочных групп (рассматриваются такие нагрузочные группы, для которых возможен прогноз энергопотребления); P_q — нагрузки межсистемных связей, которые связывают рассматриваемую энергосистему с соседними; α_{rjd} , α_{njf} , α_{jq} , α_{jo} — постоянные коэффициенты для расчета относительных приростов потерь мощности в сети; k_{rld} , k_{nlf} , k_{lq} , k_{lo} — постоянные коэффициенты для расчета потоков активной мощности по контролируемым ВЛ.

Матрицы сетевых коэффициентов $\|\alpha\|$ и $\|k\|$ определяются на основе серии расчетов установившихся режимов электрической сети с учетом того, что изменение активной нагрузки потребителей сопровождается и изменением их реактивной нагрузки. Не останавливаясь на методике расчета этих коэффициентов, подробно рассмотренной в [49], отметим лишь, что расчеты этих коэффициентов производятся по небольшому числу контрольных эксплуатационных замеров потокораспределения в сети.

Линейный характер зависимостей (3.8) и (3.9) заметно нарушается при приближении потоков по ВЛ к пределам по статической устойчивости. Для зон вблизи этих пределов рекомендуется вводить

в дополнение к указанным зависимостям нелинейные поправки, что, однако, в практических расчетах обычно не производят.

Итак, на подготовительной стадии к расчету энергетических режимов производится определение матриц сетевых коэффициентов $\|a\|$ и $\|k\|$, которые зависят от характера режимов энергетической сети, структуры энергетической сети и многих других факторов. Необходимо дифференцировать матрицы сетевых коэффициентов для летних и зимних режимов, рабочих и выходных дней и других условий.

Точность расчетов значений σ и P_{Σ} не всегда высокая из-за многих погрешностей, вносимых в расчет, — приближенной аппроксимации нелинейных зависимостей линейными, малого числа расчетных режимов, на основе которых определяются матрицы сетевых коэффициентов, малой дифференциации матриц сетевых коэффициентов для разных встречающихся условий в планируемом периоде и т. п. Поэтому актуальны дальнейшие исследования по совершенствованию учета сетевого фактора в расчетах энергетических режимов, особенно для краткосрочных и оперативных режимов энергосистем.

В частности, полезным может оказаться и использование методов идентификации для уточнения матриц сетевых коэффициентов. Например, отчетные данные о потоках активной мощности по контролируемым ВЛ обычно имеются за достаточно продолжительные периоды. Возможно с помощью оптимизационных методов уточнять коэффициенты $\|k\|$ по одному из критериев идентификации, например по критерию минимума среднеквадратичного отклонения фактических потоков активной мощности от рассчитанных по линейной зависимости. При возможности получения достоверных данных о фактических потерях активной мощности в сети аналогичную идентификацию можно выполнять и для коэффициентов $\|k\|$.

Укажем другой, упрощенный подход к расчету потоков по ВЛ. Для каждого узла эквивалентной электрической схемы рассчитывается баланс мощностей: сумма потоков по связанным с узлом ВЛ и энергопотребления узла приравнивается нулю (аналог 1-го закона Кирхгофа). Кроме того, для любого замкнутого контура берется условие

$\sum \Delta P_{\Sigma i} x_i = 0$ (аналог 2-го закона Кирхгофа), где x_i — сопротивление i -й ВЛ; $P_{\Sigma i}$ — поток мощности по i -й ВЛ; v — число ВЛ в контуре. Значения x_i могут определяться по матрице $\|k\|$ или матрице, аналогичной этой.

Эквивалентные характеристики тепловых электростанций [49]. В расчетах оптимальных энергетических режимов используются характеристики относительных приростов тепловых электростанций.

На территориальных уровнях ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ, где главным образом решаются задачи оптимизации энергетических режимов сложных каскадов ГЭС, рассматри-

ваются группы тепловых электростанций (генераторные группы), соединенные электрической сетью. Эквивалентная характеристика относительных приростов группы ТЭС без учета электрической сети получается

весьма просто на основе характеристик относительных приростов отдельных ТЭС: производится суммирование нагрузок ТЭС при равных относительных приростах. В свою очередь, характеристики относительных приростов отдельных ТЭС определяются по характеристикам котлов и турбин на основе алгоритмов внутростанционной оптимизации режимов.

На рис. 3.17 изображена эквивалентная характеристика ТЭС; P_{min} и P_{max} — соответственно технически допустимые минимальная и максимальная мощности эквивалентной ТЭС.

Для выполнения расчета удельных и полных расходов топлива необходимо дополнительное к характеристике относительных приростов задание B_{min} — расхода топлива эквивалентной ТЭС при ее минимальной нагрузке. Расход топлива при любой другой нагрузке P определится интегрированием относительных приростов ТЭС:

$$B(P) := B_{min} + \int_{P_{min}}^P bdP.$$

При переходе на другой состав работающего оборудования (например, при выводе оборудования в ремонт) изменяется характеристика относительных приростов эквивалентной ТЭС, и для ее перестройки требуется вновь суммировать характеристики отдельных ТЭС, входящих в генераторную группу. При значительной мощности и большом числе ТЭС, входящих в генераторную группу, часто допустимо приближенное перестроение ее характеристики при переходе на новое значение P_{max} — путем пропорционального пересчета мощностей генераторной группы для каждого значения относительного прироста ТЭС [21].

Электростанции каждой генераторной группы связаны между собой местной электрической сетью. В [49] дана методика расчета поправок на учет потерь мощности в этой сети при построении характеристик относительных

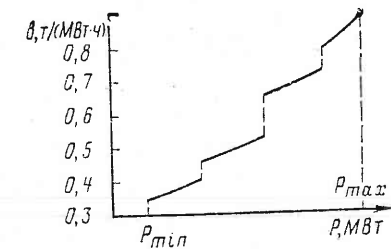


Рис. 3.17. Эквивалентная характеристика относительных приростов генераторной группы тепловых электростанций

приростов эквивалентных ТЭС. Однако эти поправки обычно невелики, и в большинстве практических случаев их можно не учитывать. При необходимости учет таких поправок сложностей не представляет.

Иногда встречается случай, когда необходим учет в эквивалентной характеристике и ограничений по местной электрической сети, связывающей электростанции одной эквивалентной группы. Однако методика учета таких ограничений еще не разработана. Поэтому следует таким образом выбирать эквивалентные генераторные группы электростанций, чтобы не было необходимости в учете ограничений по местной электрической сети.

Важным вопросом при построении эквивалентных характеристик групп ТЭС является учет пусков — остановов их агрегатов исходя из условия экономичности режима.

Задачи выбора наилучшего состава работающего оборудования достаточно сложны и являются в математическом отношении многоэкстремальными невыпуклыми задачами. Известно большое число в основном приближенных методов решения этой задачи [15]. Наиболее строгим решением этой задачи является разработанное А. И. Лазебником решение [15], основанное на методе ветвей и границ. Не останавливаясь на методе решения указанной задачи, укажем лишь на предложение В. М. Горнштейна [49] определять состав работающего оборудования приблизительно в зависимости от относительного прироста тепловых станций энергосистемы. Это предложение позволяет строить характеристику относительных приростов эквивалентной ТЭС с учетом перехода при определенных значениях ее относительного прироста на новый состав работающего оборудования. Таким образом, везде далее будем полагать, что заданные характеристики эквивалентных ТЭС уже учитывают решение задачи наилучшего пуска — остановки их оборудования. Эквивалентные характеристики при учете этого фактора могут оказаться различающимися в разные часы суток, особенно в ночные и дневные часы суток, что должно учитываться при оптимизации режимов энергосистем.

ГЛАВА 4

ПЛАНИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В ДЕТЕРМИНИРОВАННОЙ ПОСТАНОВКЕ

4.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ

Задачи расчета оптимальных долгосрочных режимов системы ТЭС в детерминированной постановке сводятся к определению такого режима сработки — наполнения водо-

хранилищ ТЭС, при котором реализуется принятый критерий оптимальности и соблюдаются заданные режимные ограничения.

При расчетах по критерию минимума расхода топлива одновременно определяются в долгосрочном разрезе и режимы тепловых станций, а также линий электропередачи. Поэтому для таких случаев более правильным будет называть расчет не режимов ТЭС¹, а расчет режимов энергосистемы с ТЭС.

Задачи математически формулируются и решаются одинаково для расчета как многолетних, так и годовых (сезонных) и даже недельных видов регулирования водохранилищ.

Для всех этих задач задается расчетный период $[0, T]$, совпадающий с наибольшим циклом регулирования системы водохранилищ ТЭС. Иногда, например когда отдельно анализируются периоды сработки и наполнения водохранилищ, в качестве периода $[0, T]$ рассматривается часть общего цикла регулирования.

Расчетный период $[0, T]$ разбивается на n дискретных интервалов в общем случае разной длительности. Например, для ТЭС Волжско-Камского и Днепровского каскадов длительность расчетных интервалов берется в летне-осенне-зимний межсезонный период 15—30 сут, а в весенний паводочный период 5—10 сут. При расчетах многолетнего регулирования стока длительности расчетных интервалов могут достигать квартала. После расчета многолетнего режима водохранилищ и определения объема воды, подлежащего расходованию из водохранилищ к концу текущего года, выполняется расчет годового регулирования стока, но по более мелким расчетным интервалам.

Очевидно, чем больше длительность расчетных интервалов (а следовательно, чем меньше число интервалов), тем меньше трудоемкость решения, но тем больше погрешность за счет осреднения внутри расчетных интервалов стоковых и режимных параметров. Естественно, должна выбираться наибольшая допустимая по точности режимных расчетов длительность расчетных интервалов. Определить такую длительность интервалов лучше всего путем экспериментальных расчетов оптимальных режимов. В общем случае длительность расчетных интервалов может быть тем большей, чем меньше изменчивость во времени речного стока и нагрузок энергосистемы и чем выше регулирующая способность водохранилищ.

¹ В данной главе использованы разработки, выполненные Т. Н. Прополовой.

Везде далее индексами i и j обозначаются соответственно номер расчетного интервала и номер ГЭС (все ГЭС в каскаде нумеруем сверху вниз по течению реки). Всего рассматривается n расчетных интервалов и m ГЭС.

Режим гидроэлектростанций в любом i -м интервале характеризуется рядом режимных параметров. Основные из этих параметров следующие: уровни $Z_{вбij}$ или объемы W_{ij} водохранилищ любой j -й ГЭС на начало (момент t_i) и на конец (момент t_{i+1}) интервала; средние за интервал расходы воды из водохранилищ ГЭС $Q_{вij}$, через ГЭС $Q_{гэсij}$, через водосливы $Q_{х.сij}$ или в нижние бьефы ГЭС $Q_{нбij}$; средние за интервал напоры ГЭС H_{ij} и отдельные составляющие потерь напоров; средние за интервал мощность ГЭС $N_{гэсij}$ или выработка энергии ГЭС $\mathcal{E}_{гэсij}$; $N_{гэс\text{ пик}ij}$ — пиковая мощность j -й ГЭС в i -м интервале; $\Sigma N_{гэсi}$ — среднее значение мощностей всех ГЭС в i -м интервале; $\Sigma N_{гэс\text{ пик}i}$ — пиковая мощность всех ГЭС в i -м интервале; $k_{сутij}$ — коэффициент суточного регулирования j -й ГЭС в i -м интервале; Δt_i — длина i -го расчетного интервала и т. п.

Для того чтобы однозначно задать режим ГЭС, достаточно зафиксировать для разных расчетных интервалов один из следующих режимных параметров: $Z_{вбij}$, W_{ij} , $Q_{вij}$, $Q_{нбij}$, $N_{гэсij}$, $\mathcal{E}_{гэсij}$ и т. п. Другие режимные параметры однозначно определяются из балансовых (энергетических, гидравлических) соотношений.

Задача расчета режимов ГЭС на заданные параметры (см. табл. 1.4, задача 1) как раз и решает сформулированную выше задачу. Она входит составной частью в задачу оптимизации режимов, а кроме того, выделена и как самостоятельная; в гл. 1 уже отмечалось, что расчеты по такой модели представляют практический интерес для более всесторонней отработки технологом планируемых режимов.

Далее решается задача расчета допустимого по заданным ограничениям режима ГЭС, которая входит также составной частью в задачу оптимизации режимов ГЭС и, кроме того, выделена в самостоятельную задачу. Если невозможно получить допустимый режим ГЭС, то в этой задаче предусмотрена некоторая автоматизация процесса корректировки исходных данных для получения допустимого режима.

После получения допустимого режима производится решение задач оптимизации режима по тому или другому критерию.

Разработанные и рассматриваемые в данной главе методы оптимизации режимов ГЭС ориентированы, как уже от-

мечалось, на детерминированное задание гидрографов рек, гарантированных требований к воде и энергии ГЭС со стороны участников ВХК и энергетической системы. Поэтому целесообразно рассмотреть, для какого состава исходной информации пригодны эти методы и какие при этом используются критерии оптимальности. Когда параметры энергетической и водохозяйственной систем заданы (эксплуатационный случай либо один рассматриваемый проектный вариант параметров), то от расчета к расчету могут изменяться, главным образом, лишь гидрографы рек. Однако возможен также переход и на ограничение водо- и энергоотдачи в крайне маловодных условиях, когда допускается дефицит в энерго- и водопотреблении.

В условиях избыточной приточности, когда полностью удовлетворяются гарантированные требования и остается избыточная вода, использование дополнительной воды дает эффект не у всех участников ВХК. Например, дополнительные поливы в сельском хозяйстве могут быть даже вредны. Обычно не требуют дополнительной воды и промышленные водозаборы и т. п. Основной отраслью, где дополнительная вода обеспечивает дополнительный эффект, является энергетика. Поэтому оптимизация режимов ГЭС в условиях избыточной приточности производится по энергетическим критериям, главным образом по критерию минимума расхода топлива, но при оптимизации обязательно учитываются заданные режимные ограничения, обеспечивающие удовлетворение требований к режиму ГЭС и со стороны других участников ВХК.

В расчетных маловодных условиях водность рек достаточна лишь для обеспечения гарантированных требований участников ВХК. Возможности оптимизации энергетических режимов здесь ограничены, но они все-таки есть: оптимальным перераспределением нагрузок между ГЭС по критерию достижения максимальной выработки энергии ГЭС можно несколько повысить гарантированные отдачи (такое повышение отдачи иногда называют эффектом компенсированного регулирования водохранилищ ГЭС).

В перебойных маловодных условиях невозможно получить даже допустимый режим ГЭС. Поэтому требуется либо снижать гарантированные требования участников ВХК (переход на урезание отдачи), либо повышать приточности рек (последнее — в некоторых исследовательских и проектных расчетах). Возможности оптимизации режимов по критерию максимума выработки энергии ГЭС, аналогичные расчетным маловодным условиям, здесь

также имеются. Но в таких условиях появляется и дополнительная задача — определение рационального ограничения отдачи участников ВХК. Задача эта очень сложна при строгом подходе к ее решению. Для заданных приоритетов в снижении отдачи она решается в составе указанной выше задачи расчета допустимых режимов ГЭС.

Рассмотрим особенности оптимизации долгосрочных режимов ГЭС по разным энергетическим критериям, предполагая, что допустимый режим ГЭС существует.

Наиболее проста оптимизация режимов ГЭС по критерию максимума выработки ГЭС, так как энергосистема при этом учитывается лишь заданием минимального и максимального допустимых по условию работы ТЭС средних и пиковых в каждом интервале мощностей ГЭС. Учет неравномерности режимов ГЭС внутри интервалов (суточного и недельного регулирования) производится традиционным способом — умножением средней мощности ГЭС на заданные коэффициенты суточного регулирования $k_{сут}$. Последние оцениваются либо по материалам прошлой эксплуатации (статистический подход), либо на основе предварительных расчетов суточной и недельной оптимизации режимов энергосистем с ГЭС.

Уже отмечалось, что расчеты по критерию максимума выработки энергии ГЭС правомерны для зоны гарантированных режимов ГЭС, когда тепловые станции работают с максимальной допустимой отдачей. Такими же являются и так называемые условия максимальной экономии гидроресурсов, очень часто используемые в современной практике ведения режимов ГЭС при напряженном топливно-энергетическом балансе энергосистем. Иногда этот же критерий используют и для зоны избыточной приточности, что вносит в расчет погрешности, так как для этой зоны более правомерен критерий минимума расхода топлива на тепловых станциях энергосистемы. Погрешности обусловлены принятием допущения, что сэкономленный на любой ГЭС и в любом интервале 1 кВт·ч энергии ГЭС вытесняет одинаковое количество топлива на ТЭС, хотя зимой вытеснение топлива будет большим, чем летом и весной, и т. п. Кроме того, в расчетах по критерию максимума выработки энергии ГЭС не учитываются или учитываются приближенно ограничения и потери мощности в электрической сети. Такие расчеты не дают режима всей энергосистемы, а последний также представляет практический интерес для планирования балансов мощности и электроэнергии.

Рассмотрим особенности оптимизации режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива на ТЭС.

Наиболее простым решением по этому критерию будет решение, в котором предварительно заданы значения \bar{b}_{ij} (для $i=1, n; j=1, m$) — среднеинтервальные относительные приросты ТЭС, которые показывают различия в вытесняемом одним киловатт-часом энергии ГЭС топливе разных ГЭС и интервалов. Но при этом имеет место допущение: полагается, что \bar{b}_{ij} не изменяются при изменении режима ГЭС, что обычно справедливо лишь при малом удельном весе ГЭС в энергосистеме. Величины \bar{b}_{ij} несложно рассчитать на основе оптимизации в каждом интервале режимов тепловой части энергосистемы при некоторых фиксированных режимах ГЭС.

Более общим и строгим решением по критерию минимума расхода топлива будет решение, в котором производится совместная оптимизация режимов ГЭС и ТЭС при учете потерь и ограничений в электрической сети. Такое решение не только позволяет учитывать зависимость \bar{b}_{ij} от режимов ГЭС, но и, главное, определять долгосрочный оптимальный режим энергосистемы в целом. Для этого необходимо рассматривать энергосистему в целом, представленную некоторой эквивалентной электрической схемой, и определять для каждого интервала длительного цикла оптимальные режимные параметры как ГЭС, так и отдельных групп ТЭС, а также перетоки по контролируемым ВЛ. Но при этом возникает дополнительная задача учета суточной и недельной неравномерности нагрузок энергосистемы и электростанций внутри расчетных интервалов длительного цикла.

Как указывалось выше, расчеты оптимальных долгосрочных режимов ГЭС проводятся по дискретным расчетным интервалам длительностью в несколько суток. Расходы реки, нагрузки энергосистемы в каждом расчетном интервале усредняются. Длительность расчетного интервала обычно выбирается такой, чтобы колебания расходов реки около среднего значения внутри каждого интервала были незначительными. Поэтому усреднение расходов реки внутри интервалов дает несущественную погрешность. То же самое относится и к прочим исходным характеристикам, за исключением нагрузок энергосистемы.

На протяжении каждого расчетного интервала, например месячного, нагрузка энергосистемы существенно изменяется. Наибольшим изменениям подвергается нагрузка энергосистемы внутри суточных периодов. Кроме суточных имеют место внутринедельный и внутримесячный циклы изменения нагрузок энергосистемы. Поэтому усреднение на-

грузок энергосистемы внутри месячных или декадных интервалов при расчете долгосрочных режимов ГЭС может дать недопустимую погрешность, если не принять соответствующих мер. При этом возможны два подхода:

1) при расчете долгосрочных режимов ГЭС брать внутри больших расчетных интервалов дополнительно малые интервалы длительностью 1—2 ч, и тогда будут выполняться совместный расчет краткосрочных и долгосрочных режимов ГЭС и учитываться все циклы изменения нагрузок энергосистемы. В этой схеме не существует проблемы расчета расхода топлива в энергосистеме, так как для таких расчетов могут использоваться «мгновенные» характеристики ГЭС;

2) при расчете долгосрочных режимов ГЭС принимать длительность расчетных интервалов в несколько суток, однако для компенсации погрешностей от усреднения нагрузок внутри таких интервалов в процессе расчета необходимо оперировать с эквивалентными среднеинтервальными характеристиками гидроэлектростанций и тепловых станций [68].

Среднеинтервальные характеристики гидроэлектростанций и тепловых станций определяются для каждого расчетного интервала. Эти характеристики отличаются от исходных, «мгновенных» характеристик учетом неравномерного характера нагрузок энергосистемы внутри каждого интервала. Неравномерность нагрузок энергосистемы внутри интервала отражается на расходных характеристиках ГЭС, характеристиках относительных приростов ГЭС, а также на характеристике расхода топлива в энергосистеме.

Здесь используются оба указанных подхода. В первом подходе, естественно, невозможно брать внутри «большого», например месячного, интервала все 720 часовых точек (30·24). Целесообразно вместо почасовых графиков нагрузки использовать интегральную кривую часовых нагрузок и в расчетах ее аппроксимировать несколькими отрезками прямых. В частности, удовлетворительная аппроксимация интегральной кривой нагрузок обеспечивается тремя отрезками прямых, или, что то же самое, тремя узлами аппроксимации — точками максимальной, средней и минимальной нагрузок, причем баланс мощности проверяется лишь в точках максимальной и минимальной нагрузок. Этот алгоритм рекомендуется в качестве основного расчетного алгоритма при расчетах по критерию минимума расхода топлива.

Второй подход связан с построением и использованием среднеинтервальных характеристик. Отметим лишь, что существуют два принципиально различающихся способа построения таких характеристик — на основе статистической обработки материалов прошлой эксплуатации и на основе специальных расчетов и последующей обработки оптимальных суточных и недельных режимов ГЭС и энергосистемы в каждом интервале длительного цикла.

Первый способ достаточно очевидный и простой, но и крайне неточный — в нем не учитываются оптимальные режимы энергосистемы, изменения структуры энергосистемы за счет ввода нового оборудования и изменения очередности вывода оборудования в ремонты и т. п. Использование этого способа допускается в ориентировочных расчетах.

В рекомендуемом решении (см. § 4.3) предусматривается одновременная оптимизация долгосрочных и краткосрочных (суточных, недельных) режимов энергосистемы с ГЭС. Для некоторого начального долгосрочного режима в каждом интервале длительного цикла выполняются расчеты оптимальных краткосрочных режимов энергосистемы. На их основе определяются среднеинтервальные характеристики, которые ставятся в зависимость от влияющих факторов, для чего в некоторой окрестности длительного режима производится аналитическая аппроксимация среднеинтервальных характеристик. Далее с использованием среднеинтервальных характеристик выполняется оптимизация долгосрочных режимов. При выходе среднеинтервальных характеристик за зону их аппроксимации расчет краткосрочных режимов и среднеинтервальных характеристик повторяется. После завершения расчета долгосрочного режима определяют отвечающие ему краткосрочные режимы в каждом интервале длительного цикла.

Указанный расчет достаточно трудоемкий и требует значительной исходной информации, поэтому он рекомендуется в качестве эталонного. Такой расчет позволяет наиболее полно и всесторонне проанализировать долгосрочный режим энергосистем с ГЭС, увязать краткосрочные и долгосрочные режимы, рассчитать балансы энергосистемы как по мощности, так и по электроэнергии и гидроэнергетическим ресурсам. Расчет дает очень ценную выходную информацию и, несмотря на сложность, находит практическое применение. Главным здесь является, конечно, не уточненный расчет среднеинтервальных характеристик, а возможность получать полную информацию о предстоящих долгосрочных и краткосрочных режимах энергосистемы с ГЭС.

Таким образом, в части расчета оптимальных долгосрочных режимов энергосистем с ГЭС предлагается разнообразный состав моделей и алгоритмов, из которого можно выбирать наиболее приемлемый применительно к конкретным решаемым задачам. Алгоритмы могут быть и достаточно простые (критерий $\Sigma \Delta B_{ГЭС} \rightarrow \text{тах}$ или задание b_{ij}), и достаточно сложные (совместный расчет оптимальных краткосрочных и долгосрочных режимов энергосистем).

Следует указать, что предлагаемые алгоритмы пригодны и для расчета графиков сработки — наполнения (использования — восстановления запасов) топливных складов ТЭС при заданном графике поступления топлива на ТЭС, а также для учета разнообразных топливных ограничений на режимы энергосистемы. Задача расчета режима сработки — наполнения топливных складов в математическом отношении идентична задаче расчета режима регулирования водохранилищ ГЭС, лишь более прост расчет баланса топлива по сравнению с расчетом баланса гидро-ресурсов.

Рассмотрим вопрос о задании граничных условий, необходимых для расчета оптимальных долгосрочных режимов ГЭС. Задание начальных условий очевидно: это будут уровни водохранилищ на начало расчетного периода (при запаздывании в добегании расходов воды между ступенями каскада необходимо также задание воды в нижние бьефы ГЭС для нескольких предшествующих расчетных интервалов). Конечные условия также очень часто могут быть заданы в виде уровней водохранилищ на конец расчетного периода, когда эти уровни известны, например уровни предполоводной сработки водохранилищ или условия заполнения до отметок НПУ водохранилищ сезонного (годового) регулирования к концу весеннего половодья. Сложнее задавать конечные уровни для водохранилищ многолетнего регулирования. Целью расчета многолетнего регулирования является определение сработки (наполнения) водохранилищ к концу планируемого года. Поэтому должен браться такой период расчета многолетнего регулирования (многолетка), чтобы любое задание конечных уровней не влияло на искомое решение для первого года.

В результате расчета многолетнего регулирования целесообразно оценивать функции последствий на конец планируемого года, т. е. зависимости $\Sigma \Delta B / \Delta W_j$, дающие изменения в расходе топлива в многолетнем периоде при единичном изменении уровня водохранилища любой j -й ГЭС в конце текущего года. Эти зависимости можно определять методом варьирования переменных (расчет двух

оптимальных длительных режимов, отличающихся уровнем W_j). Далее при оптимизации годового режима вместо задания конечных уровней водохранилищ можно использовать функции последствий или использовать эти функции лишь для учета эффекта от добегания воды между ступенями каскада за пределами расчетного периода. Более подробное рассмотрение такого использования функций последствий дано в гл. 7 применительно к краткосрочным режимам ГЭС, однако изложенные там рекомендации могут быть перенесены и на долгосрочные режимы ГЭС.

4.2. ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ КАСКАДОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПО КРИТЕРИЮ МАКСИМУМА ВЫРАБОТКИ ГИДРОЭНЕРГИИ

Исходные положения и математическая формулировка задачи. Рассматривается задача совместной оптимизации длительных режимов группы ГЭС, расположенных в одном или нескольких каскадах любой сложности. Гидроэлектростанции работают в составе объединенной энергетической системы. Каскады ГЭС входят в состав водохозяйственных систем.

В качестве критерия оптимизации принят максимум суммарной выработки энергии гидроэлектростанциями (каждый 1 кВт·ч гидроэнергии на любой ГЭС и в любой момент цикла регулирования экономит одинаковое количество топлива), т. е. модель является одной критерияльной. При этом требования энергетической системы и участников ВХК (водный транспорт, сельское и рыбное хозяйство и пр.) учитываются различного рода ограничениями на режимы сработки и наполнения водохранилищ ГЭС.

Уровни нижнего бьефа каждой ГЭС внутри временного интервала в несколько суток условно принимаются постоянными и равными уровням, взятым по стационарной кривой связей уровней и расходов; снижение мощности ГЭС из-за внутрисуточных колебаний уровней нижнего бьефа учитывается с помощью коэффициента суточного регулирования, на который умножается среднесуточная мощность ГЭС.

Расчет водного баланса каскада гидроузлов ведется по статическим объемам водохранилищ, а эффект, вызванный динамическими объемами водохранилищ, учитывается с помощью времен или кривых добегания воды между смежными ступенями каскада.

Рассматриваемые гидроэлектростанции могут иметь водохранилища разного объема, способные осуществлять разные виды длительного регулирования стока, а некоторые —

только краткосрочного регулирования стока. У последних принимаются постоянными режимы уровней верхних бьефов.

Требуется найти режим сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, максимизирующий суммарную выработку энергии каскадов ГЭС за расчетный период

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{гэсij}(x) k_{сутij} \Delta t_i \rightarrow \max_x \quad (4.1)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений: по объемам (уровням) каждого водохранилища

$$Z_{вбminij} \leq Z_{вbij}(x) \leq Z_{вбmaxij}; \quad (4.2)$$

по расходам воды в нижний бьеф каждой ГЭС

$$Q_{нб min ij} \leq Q_{нbij}(x) \leq Q_{нб max ij}; \quad (4.3)$$

по расходам воды из каждого водохранилища

$$Q_{в min ij} \leq Q_{vij}(x) \leq Q_{в max ij}; \quad (4.4)$$

по суммарной мощности всех ГЭС в каждом интервале

$$\Sigma N_{гэс min i} \leq \Sigma N_{гэс i}(x) \leq \Sigma N_{гэс max i}; \quad (4.5)$$

по суммарной пиковой мощности всех ГЭС в каждом интервале

$$\Sigma N_{гэс.пик min i} \leq \Sigma N_{гэс.пик i}(x). \quad (4.6)$$

Здесь $x = \{x_{ij}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}\}$ — вектор независимых переменных, в качестве которых взяты расходы воды из водохранилищ Q_{vij} , умноженные на масштабные множители $\Delta t_i H_{срj}$; Δt_i — длительность i -го расчетного интервала, ч; $H_{срj}$ — средний за расчетный период напор, на котором используется сток водохранилища j -й ГЭС с учетом прохождения его по нижним ступеням каскада; min и max — соответственно означают минимально и максимально допустимые значения режимных параметров ГЭС; $k_{сутij}$ — коэффициент суточного регулирования j -й ГЭС в i -м интервале.

Система ограничений (4.2) выражает естественные требования рыбного хозяйства, водного транспорта и эксплуатации гидротехнических сооружений на уровенный режим в верхнем бьефе водохранилищ.

С помощью ограничений (4.3) задаются гарантированные санитарные, транспортные, рыбохозяйственные и прочие попуски в нижний бьеф гидроузлов. В определенные моменты ограничения (4.3) могут сводиться также и к ограничениям в форме равенств (верхние и нижние пределы совпадают), что соответствует требованиям обеспечения заданного графика рыбохозяйственного либо транспортного попусков.

Ограничения (4.4) регламентируют максимально допустимую по условиям устойчивости гидросооружений (либо условиям рыбного хозяйства) скорость заполнения водохранилищ.

Ограничения (4.5) носят чисто энергетический характер и определяются балансом мощности в энергосистеме. Например, минимально допустимая мощность (гарантированная) $\Sigma N_{гэс min}$ определяется минимальным участием ГЭС в покрытии графика нагрузок энергосистемы (при этом тепловые станции работают с полной мощностью).

Ограничения (4.6), касающиеся пиковой мощности ГЭС, — это кратковременная мощность (на период пика нагрузок, т. е. на несколько часов), которую ГЭС может развивать. Если при набросах нагрузки ГЭС в часы пик напор ГЭС не изменяется или изменяется мгновенно в соответствии со стационарной кривой связи расходов и уровней нижнего бьефа, то пиковая мощность ГЭС является функцией только напора ГЭС (пиковая мощность определяется линией ограничения по турбине или генератору). Если в нижнем бьефе проявляются нестационарные явления в колебаниях уровней воды, то пиковая мощность ГЭС определяется более сложно. В таких случаях с допустимой погрешностью пиковая мощность ГЭС может быть представлена как функция среднесуточной мощности ГЭС и среднесуточного напора ГЭС. Такая зависимость строится заранее на основе серии специальных расчетов с учетом нестационарных режимов в нижнем бьефе ГЭС.

Ограничения по суммарной энергии ГЭС и по суммарной пиковой мощности ГЭС учитываются лишь для энергосистем с достаточно развитыми линиями электропередачи, когда возможен взаимобмен мощностями между разными частями энергосистемы. В тех же случаях, когда такой взаимобмен мощностями невозможен, в дополнение к условиям (4.5) и (4.6) должны учитываться подобные же условия для некоторых отдельных ГЭС или групп ГЭС.

Сформулированная задача (4.1) относится к классу задач нелинейного программирования с линейными и нелинейными ограничениями в форме равенств и неравенств. Нелинейными ограничениями относительно переменных x являются ограничения (4.5) и (4.6).

Задача (4.1) решается с помощью метода проекции градиента, изложенного в гл. 2. Алгоритм проектирования точки на поверхность ограничений основан на методе наискорейшего спуска.

Информация, используемая в расчетах, может быть разделена на условно-постоянную, не изменяющуюся от расчета к расчету для данного каскада, и переменную информацию, индивидуальную для каждого расчета. Характеристики ГЭС и водохранилищ, как отмечалось в § 3.1, аппроксимированы полиномами. В расчетах используются выпуклые характеристики ГЭС.

Разработанные во ВНИИЭ-ВЦ ГТУ программы расчета длительных режимов ГЭС ориентированы на любые каскады ГЭС, вследствие чего в составе исходной информации содержатся многочисленные признаки, характеризующие каскад: наличие водоподводящего или водоотводящего канала, подпирает ли водохранилище нижней ГЭС верхнюю ГЭС и т. п.

Основные элементы алгоритма решения задачи. Не повторяя метод проекции градиента, изложенный в § 2.2, укажем лишь основные элементы алгоритма, которые далее будут рассматриваться более подробно.

Для решения общей задачи необходимо иметь алгоритмы расчета целевой функции, расчета вектор-градиента целевой функции, выбора направления движения за границу допустимой области, проектирования точки на поверхность ограничений, задания исходного режима ГЭС.

Приводимые ниже формулы выведены при использовании времен добегания воды между ступенями каскада; вывод формул при использовании кривых добегания воды может быть выполнен по аналогии.

Расчет целевой функции $f(x)$ производится в каждой граничной точке допустимого множества, описываемого системой неравенств (4.2) — (4.6).

Вычисления начинаются с задания в граничной точке вектора независимых переменных $x = \{x_{ij}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}\}$.

Используя определение вектора независимых переменных $x_{ij} = Q_{vij} \Delta t_i H_{cpi}$, по рекуррентным формулам находим объемы водохранилищ ГЭС на конец i -го расчетного интервала

$$W_{(i+1)j} = W_{ij} - \frac{k}{H_{cpi}} x_{ij}; \quad Q_{vij} = \frac{x_{ij}}{\Delta t_i H_{cpi}} \quad (4.7)$$

и средние значения за i -й интервал расходов воды в нижний бьеф

$$Q_{нбij} = Q_{pij} + Q_{vij} + \sum_{\eta} \left[\left(1 - \frac{\tau_{i\eta}}{\Delta t_i} \right) Q_{нбi\eta} + \frac{\tau_{(i-1)\eta}}{\Delta t_i} Q_{нб(i-1)\eta} \right], \quad (4.8)$$

где Q_{pij} — приточность реки к j -й ГЭС в i -м интервале (если j -я ГЭС — верхняя по течению, то берется полная приточность, а в противном случае — боковая приточность); η — номера вышерасположенных ГЭС, непосредственно примыкающих к данной j -й ГЭС; τ_{ij} — время добегания расхода воды в i -м интервале от j -й до $(j+1)$ -й ГЭС; k — множитель, равный $0,864 \cdot 10^{-4}$.

Очевидно, если рассматривается верхняя по течению ГЭС, то в (4.8) останутся лишь первые два члена (так же как и для изолированно работающих ГЭС).

Далее по расходам $Q_{нбij}$ и средним за интервал значениям уровней в верхнем бьефе водохранилищ $Z_{вб.cpij}$ подсчитывают уровни нижних бьефов ГЭС $Z_{нбij}$, используя характеристики $Z_{нб}(Q_{нб})$ либо $Z_{нб}(Q_{нб}, Z_{вб.cр})$. Затем подсчитываются напоры ГЭС:

$$H_{ij} = Z_{вбij} - Z_{нбij} - \Delta H_{реш} - \Delta H_{л} - \Delta H_{канал},$$

где $\Delta H_{реш}$ — потери напора на решетках; $\Delta H_{л}$ — потери напора из-за льда; $\Delta H_{канал}$ — потери напора в отводящих и подводящих каналах, рассчитанные по соответствующим зависимостям.

По заданным значениям H_{ij} и $Q_{нбij}$ подсчитываются мощность $N_{гэсij} = N_{гэсij}(H_{ij}, Q_{нбij})$ и максимальная турбинная мощность $N_{т.огр} = N_{т.огр}(H)$. Если мощность $N_{гэсij}$ не превышает $N_{т.огр}$ и ограничения мощности по генератору $N_{г.огр}$, то $N_{гэсij}$ принимается в качестве мощности гидроэлектростанции. В противном случае в качестве мощности гидроэлектростанции берется наименьшая из мощностей $N_{т.огр}$ и $N_{г.огр}$. Более подробно алгоритм расчета мощности ГЭС рассмотрен в § 3.1.

Для получения суммарной выработки гидроэнергии мощности ГЭС умножаем на Δt_i и заданные коэффициенты суточного регулирования $k_{сутij}$ и суммируем по всем ГЭС и интервалам:

$$f(x) = \mathcal{E}_{гэс} = \sum_i \sum_j N_{гэсij} \Delta t_i k_{сутij}.$$

Вектор-градиент целевой функции

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \left\{ \frac{\partial f}{\partial x_{ij}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right\}$$

вычисляется в каждой граничной точке допустимого множества и используется для формирования направления движения за границу допустимой области.

Алгоритм вычисления вектор-градиента целевой функции включает в себя несколько этапов.

Сначала вычисляются вспомогательные производные:

производные $\left\{ \frac{\partial i_{ij}}{\partial Q_{vij}} \right\}$, численно равные изменению выра-

ботки гидроэнергии, вызванного единичным изменением только расхода Q_{vij} на данной ГЭС и только в данном интервале (уровни и объемы водохранилищ остаются неизменными);

ет дробить, добиваясь заданной точности в аппроксимации истинных характеристик $\frac{\partial N_{гэс}}{\partial Q_{гэс}}$ и $\frac{\partial N_{гэс}}{\partial H}$.

Продолжим рассмотрение порядка вычисления частных производных $\frac{\partial f}{\partial x_{ij}}$. После того как вычислены $\frac{\partial f_{ij}}{\partial Q_{bij}}$ и $\frac{\partial f_{ij}}{\partial W_{ij}}$, вычисляются производные $\frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bij}}$ и $\frac{\partial f_W}{\partial W_{ij}}$, а по ним — и искомые производные $\frac{\partial f}{\partial x_{ij}}$.

Через $\frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bij}}$ обозначается производная, численно равная суммарному изменению выработки ГЭС (во всех интервалах расчетного периода), вызванному единичным изменением только расхода Q_{bij} на рассматриваемой j -й ГЭС в рассматриваемом i -м интервале. Аналогично через $\frac{\partial f_W}{\partial W_{ij}}$ обозначается производная, численно равная суммарному изменению выработки ГЭС (во всех интервалах расчетного периода), вызванному единичным изменением только объема W_{ij} на j -й ГЭС в i -м интервале.

Для каскада ГЭС справедливы следующие формулы для вычисления $\frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bij}}$ и $\frac{\partial f_W}{\partial W_{ij}}$:

$$\frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bij}} = \frac{\partial f_{ij}}{\partial Q_{bij}} + \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) \frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bi(j+1)}} + \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_{i+1}} \frac{\partial f_Q}{\partial Q_{b(i+1)(j+1)}}; \quad (4.11)$$

$$\frac{\partial f_W}{\partial W_{ij}} = \frac{1}{2} \frac{\partial f_{ij}}{\partial W_{ij}} + \sum_{l=i+1}^n \frac{\partial f_{lj}}{\partial W_{lj}}; \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial f}{\partial x_{ij}} = \frac{1}{\Delta t_i H_{срj}} \frac{\partial f_Q}{\partial Q_{bij}} - H_{срj} \frac{\partial f_W}{\partial W_{ij}}. \quad (4.13)$$

В качестве направления $s = \{s_{ij}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}\}$ движения за границу допустимой области берется проекция вектор-градиента $\frac{\partial f}{\partial x} = \left\{ \frac{\partial f}{\partial x_{ij}}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m} \right\}$ на ограничения в форме равенств по заданным объемам наполнения водохранилищ ГЭС на конец периода регулирования:

$$x_{1j} + x_{2j} + \dots + x_{nj} = \frac{W_{0j} - W_{nj}}{k} \quad j = \overline{1, m},$$

где k — масштабный множитель, равный $0,864 \cdot 10^{-4}$.

Компоненты искомого вектора вычисляются с помощью множителей Лагранжа (2.28):

$$s_{ij} = \frac{\partial f}{\partial x_{ij}} - \frac{1}{n} \sum_{r=1}^n \frac{\partial f}{\partial x_{rj}}. \quad (4.14)$$

Изменения независимых переменных при ходе за границу допустимой области имеют вид

$$x_{ij}^{(v+1)} = \widehat{x}_{ij}^{(v)} - \alpha_v s_{ij}^{(v)}; \quad \alpha_v = \frac{\delta}{\max |s_{ij}^{(v)}|},$$

где $\widehat{x}_{ij}^{(v)}$ — граничная точка на v -й итерации метода проекции градиента; $s_{ij}^{(v)}$ — компоненты вектора s , определенного в граничной точке $\{\widehat{x}_{ij}^{(v)}\}$ на v -й итерации метода проекции градиента; δ — константа, определяющая величину шага за границу допустимой области (изменение мощности ГЭС должно быть в пределах 10—15% ее среднего значения).

Решение задачи проектирования точки $x = \{x_{ij}\}$ на поверхность ограничений, заданных системой неравенств (4.1) — (4.6), будем осуществлять по схеме метода наискорейшего спуска, описанной в гл. 2.

Разобьем для удобства вектор независимых переменных u во вспомогательной задаче (2.9) на подвекторы, соответствующие разным типам ограничений в форме неравенств:

$$u = (u_{Wmin}, u_{Wmax}, u_{Qнбmin}, u_{Qнбmax} \dots), \quad (4.15)$$

где, например, подвектор $u_{Wmin} = \{u_{Wminij}\}$ соответствует ограничениям типа $W_{minij} \leq W_{ij}(x) \leq W_{maxij}$ и т. д.

В качестве начального приближения для вектора двойственных переменных u при первом проектировании берется вектор с нулевыми компонентами, при последующих проектированиях — значение вектора u , соответствующее режиму ГЭС в предыдущей граничной точке.

После того как определен вектор u , находим соответствующее состояние искомой проекции $\widehat{x} = \{\widehat{x}_{ij}\}$:

$$\widehat{x} = x - \frac{1}{2} \Delta x. \quad (4.16)$$

Вектор $\Delta x = \{\Delta x_{ij}\}$ представим в виде следующей суммы:

$$\Delta x = \Delta x_W + \Delta x_{Qнб} + \Delta x_{Qв} + \Delta x_{\Sigma V} + \Delta x_{\Sigma \text{Винк}}, \quad (4.17)$$

где отдельные слагаемые выражают обратную реакцию определенного типа ограничений на управляющие параметры. Если ограничения заданного типа не нарушаются, то обратная реакция отсутствует и соответствующий член в (4.17) равен нулю.

Предположим, что в процессе проектирования среднеинтервальная и пиковая мощности каждой ГЭС в каждом интервале представлены в линейном виде:

$$N_{гэсij} = a_{ij}^{(0)} + a_{ij}^{(1)} Q_{гэсij}; \quad (4.18)$$

$$N_{гэс пикij} = c_{ij}^{(0)} + c_{ij}^{(1)} Q_{гэсij}. \quad (4.19)$$

Расчет коэффициентов $a_{ij}^{(0)}$, $a_{ij}^{(1)}$, $c_{ij}^{(0)}$, $c_{ij}^{(1)}$ производится в предыдущей граничной точке с использованием расходных характеристик ГЭС и функциональных зависимостей

$$N_{гэспикij} = \Psi(N_{гэсij}, H_j).$$

Учитывая соотношения (4.18) и (4.19), а также линейный характер связей $W_{ij}(x)$; $Q_{нбij}(x)$; $Q_{вij}(x)$, для вычисления составляющих вектора Δx , получаем следующие формулы:

$$\Delta x_{w_{ij}} = -0,864 \cdot 10^{-4} \sum_{\tau=i+1}^n \Delta t_{\tau} (u_{w_{max}\tau} - u_{w_{min}\tau});$$

$$\Delta x_{Q_{нбij}} = (u_{Q_{нбmaxij}} - u_{Q_{нбminij}}) + \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) \Delta x_{Q_{нб(i+1)(j+1)}} + \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_{i+1}} \Delta x_{Q_{нб(i+1)(j+1)}};$$

$$\Delta x_{Q_{вij}} = (u_{Q_{вmaxij}} - u_{Q_{вminij}});$$

$$\Delta x_{\Sigma N_{ij}} = a_{ij}^{(1)} (u_{\Sigma N_{max i}} - u_{\Sigma N_{min i}}) + \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) \Delta x_{\Sigma N_{i(j+1)}} + \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_{i+1}} \Delta x_{\Sigma N_{(i+1)(j+1)}};$$

$$\Delta x_{\Sigma N_{пикij}} = -c_{ij}^{(1)} u_{\Sigma N_{пик min i}} + \left(1 - \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_i}\right) \Delta x_{\Sigma N_{пик i(j+1)}} + \frac{\tau_{ij}}{\Delta t_{i+1}} \Delta x_{\Sigma N_{пик (i+1)(j+1)}}.$$

В дополнение укажем, что для учета ограничений в форме равенств по заданным объемам наполнения водохранилищ ГЭС на конец периода регулирования в (4.16)

вместо $\Delta x = \{\Delta x_{ij}\}$ необходимо использовать направление $\Delta x^* = \{\Delta x^*_{ij}\}$, которое является проекцией направления Δx на ограничения в форме равенств.

Вычисляется Δx^* подобно (4.14) по формуле

$$\Delta x^*_{ij} = \Delta x_{ij} - \frac{1}{n} \sum_{\tau=1}^n \Delta x_{\tau j} \quad i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}.$$

Вычисление компонент вектор-градиента целевой функции (2.9). Вектор-градиент целевой функции в задаче квадратичного программирования (2.9) определяется в точке $\hat{x} = \{\hat{x}_{ij}\}$ и представляет собой вектор отклонения режимных параметров ГЭС от соответствующих границ допустимой области. По своей структуре и обозначениям вектор отклонений Δ полностью аналогичен вектору u (4.15):

$$\Delta = (\Delta_{w \min}, \Delta_{w \max}, \Delta_{Q \text{ нб } \min} \dots).$$

Используя определение (2.11), выпишем формулы для вычисления компонент вектора отклонений

$$\Delta_{w \max ij} = W_{\max ij} - W_{ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{w \min ij} = -W_{\min ij} + W_{ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{Q \text{ нб } \max ij} = Q_{\text{нб } \max ij} - Q_{\text{нб } ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{Q \text{ нб } \min ij} = -Q_{\text{нб } \min ij} + Q_{\text{нб } ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{Q \text{ в } \max ij} = Q_{\text{в } \max ij} - Q_{\text{в } ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{Q \text{ в } \min ij} = -Q_{\text{в } \min ij} + Q_{\text{в } ij}(\hat{x});$$

$$\Delta_{\Sigma N \max i} = \Sigma N_{\text{гэс } \max i} - \Sigma N_{\text{гэс } i}(\hat{x});$$

$$\Delta_{\Sigma N \min i} = -\Sigma N_{\text{гэс } \min i} + \Sigma N_{\text{гэс } i}(\hat{x});$$

$$\Delta_{\Sigma N \text{ пик } \min i} = -\Sigma N_{\text{гэс. пик } \min i} + \Sigma N_{\text{гэс. пик } i}(\hat{x}).$$

Режимные параметры W_{ij} , $Q_{нбij}$, $Q_{вij}$, $N_{гэсij}$, соответствующие значению вектора $\hat{x} = \{\hat{x}_{ij}\}$, определяются на основе заданной схемы каскада ГЭС, уравнений водного баланса и соотношений вида (4.18) и (4.19).

Для ускорения сходимости процесса проектирования весьма полезным является масштабирование вектора отклонений Δ . Компоненты, соответствующие ограничениям (4.2), следует умножать на $H_{срj} / (0,864 \cdot 10^{-4})$, ограничени-

ям (4.3), — на $\Delta t_i H_{срj}$, ограничениям (4.4), — на $\Delta t_i H_{срj}$ и, наконец, ограничениям (4.5), — на $\sum_{j=1}^m \frac{H_{срj}}{a_{ij}^{(1)}} \Delta t_i$.

Для сложных схем каскадов ГЭС определенные трудности составляет задание начального (исходного) режима сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, удовлетворяющего заданной системе ограничений (4.2) — (4.6). Поэтому будем исходить из того, что исходный режим ГЭС не является допустимым. Возникает задача ввода начального режима ГЭС в допустимую область. В случае линейной системы ограничений для ввода режима в допустимую область достаточно один раз решить задачу проектирования точки на поверхность ограничений по алгоритму, изложенному в § 2.2.

В случае нелинейной системы ограничений в начальной точке $x^{(0)}$ требуется произвести линеаризацию системы ограничений (пусть $A^{(0)}$ — матрица линеаризованной системы ограничений в точке $x^{(0)}$) и решить задачу проектирования точки $x^{(0)}$ на полученную линеаризованную поверхность. Решение обозначим через $\hat{x}^{(0)}$. В точке $\hat{x}^{(0)}$ вновь повторяем линеаризацию системы ограничений (матрица $\hat{A}^{(0)}$). Если $\hat{x}^{(0)}$ удовлетворяет системе ограничений с матрицей $\hat{A}^{(0)}$, то $\hat{x}^{(0)}$ — искомый допустимый режим. В противном случае необходимо продолжить процесс проектирования точки $\hat{x}^{(0)}$ относительно системы ограничений с матрицей $\hat{A}^{(0)}$ и т. д. Исследования показали, что для получения решения задачи по вводу режима ГЭС в допустимую область с необходимой точностью достаточно одного-двух этапов линеаризации заданной системы ограничений.

Остановимся на учете нелинейных ограничений. В рассматриваемой задаче (4.1) ограничения (4.5) и (4.6) являются нелинейными; нелинейность обусловлена нелинейным характером расходных характеристик ГЭС и функциональных зависимостей $N_{гэс\text{ пик}} = \psi(N_{гэс}, H)$. В связи с этим учет нелинейности предлагается осуществлять на основе линеаризации расходных характеристик и зависимостей $N_{гэс\text{ пик}} = \psi(N_{гэс}, H)$ в определенной зоне изменения мощностей. Линеаризацию следует производить в каждой граничной точке перед ходом за границу допустимой области. Зона линеаризации должна быть не меньше, чем диапазон изменения мощностей ГЭС при последовательном переходе из одной граничной точки в другую. Крайне

целесообразно по мере дробления шага при ходе за границу допустимой области (см. § 2.2) уменьшать и зону аппроксимации, что, безусловно, будет способствовать увеличению точности соблюдения нелинейных ограничений.

Функционирование модели оптимизации длительных режимов ГЭС по критерию максимальной выработки электроэнергии начинается с задания начального режима $x^{(0)}$, которое в принципе может и не удовлетворять заданной системе ограничений. Далее решается задача ввода начального режима ГЭС в допустимую область без учета нелинейных ограничений (4.5) и (4.6). Ввод режима ГЭС в допустимую область осуществляется на основе проектирования точки $x^{(0)}$ на поверхность ограничений с выявлением вопроса несовместности заданной системы ограничений. Если система ограничений несовместна, то решение задачи (4.1) заканчивается. В противном случае получаем допустимый режим $\hat{x}^{(0)}$ (граничная точка допустимой области), вычисляем целевую функцию $f(x)$ и вектор-градиент $\frac{\partial f}{\partial x}(\hat{x}^{(0)})$, линеаризуем расходные характеристики ГЭС и функции $N_{гэс\text{ пик}} = \psi(N_{гэс}, H)$, осуществляем шаг за границу допустимой области и решаем задачу проектирования точки на поверхность ограничений, включая и линеаризованные ограничения (4.5) и (4.6).

Здесь возможны два решения. Первое: если система ограничений оказывается несовместной, то ищется проекция точки на поверхность ограничений (4.2) — (4.6) с минимальным нарушением ограничений (4.5) и (4.6). После того как решение найдено, соответствующие пределы в ограничениях (4.5) и (4.6) корректируются на размер нарушения с целью устранения несовместности заданной системы ограничений. Далее процесс вычислений ведется согласно общей схеме организации вычислительного процесса, изложенного в § 2.2.

Второе решение: если система ограничений оказывается совместной, то находим проекцию точки на поверхность ограничений и продолжаем процесс согласно общей схеме, изложенной в § 2.2.

Отметим, что изложенный выше алгоритм практически без изменений может быть применен для оптимизации режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива на тепловых станциях энергосистемы для фиксированных значений относительных приростов \bar{b}_i (для $i=1, n, j=1, m$).

4.3. ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА РАСХОДА ТОПЛИВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕГРАЛЬНЫХ КРИВЫХ НАГРУЗОК

Исходные положения и принятые обозначения. Рассматривается задача совместной оптимизации на долгосрочном периоде режимов каскадов ГЭС и тепловых электростанций.

тросанций с учетом потерь энергии и ограничений перетоков в электрической сети. Энергосистема представлена эквивалентной электрической схемой из r узлов с L контролируемыми ВЛ (это те линии, для которых учитываются ограничения по перетокам мощности). В части ГЭС сохраняются все положения, которые были изложены в предыдущем параграфе.

Задача решается в дискретной постановке при разбиении расчетного периода времени $[0, T]$ на n дискретных интервалов в общем случае разной длительности Δt_i .

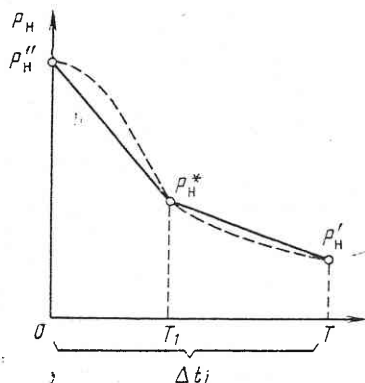


Рис. 4.2. Кусочно-линейная аппроксимация интегральной кривой продолжительности часовых нагрузок

Рассматриваемая модель является также однокритериальной, но в качестве критерия оптимальности взят минимум суммарного по всем ТЭС энергосистемы и за период $[0, T]$ расхода условного топлива.

Расчеты ведутся по так называемым мгновенным характеристикам ГЭС и ТЭС, и при этом учитывается внутриинтервальная неравномерность нагрузок энергосистемы и режимных параметров ГЭС и ТЭС.

Нагрузка объединенной энергосистемы P_H в каждом интервале Δt_i представлена интегральной кривой продолжительности часовых нагрузок (пунктир на рис. 4.2), аппроксимированной несколькими отрезками прямых (сплошные линии на рис. 4.2). С увеличением числа отрезков аппроксимации увеличивается точность вычислений, но одновременно возрастает трудоемкость расчета.

Наиболее целесообразной является аппроксимация двумя отрезками прямых, причем две крайние ординаты соответствуют действительным минимуму и максимуму нагрузок, а средняя ордината определяется из условия равенства энергий по действительной и аппроксимированной кривым. Дальнейшее изложение ведется для такой аппроксимации кривой продолжительности нагрузок.

Простейшим будет случай аппроксимации одним отрезком прямой, т. е. средней нагрузкой. Несмотря на существенные для этого случая погрешности, такая аппроксимация также иногда может использоваться для ориентировочных расчетов. Получить последний случай из

предыдущего достаточно просто: нужно приравнять друг другу три ординаты графика нагрузок.

В дополнение к предыдущему приняты следующие обозначения: $P''_{ni}, P_{ni}, P'_{ni}$ — максимальная, средняя и минимальная нагрузки объединенной энергосистемы в i -м интервале; $P''_{iy}, P_{iy}, P'_{iy}$ — аналогичные нагрузки γ -й ТЭС ($\gamma=1, r$); $N''_{гэс ij}, N_{гэс ij}, N'_{гэс ij}$ — аналогичные нагрузки j -й ГЭС ($j=1, m$); $P''_{л il}, P_{л il}, P'_{л il}$ — аналогичные потоки мощности по l -й ВЛ ($l=1, L$); π — потери мощности в сетях; σ — относительные приросты потерь энергии в сетях.

Помимо информации по ГЭС должны быть заданы:

- 1) эквивалентная схема электрической сети;
- 2) характеристики относительных приростов ТЭС $b = f(P)$ (задаются для трех точек задания нагрузок в каждом интервале);
- 3) матрицы сетевых коэффициентов для расчета относительных приростов потерь энергии в сети и перетоков мощности по контролируемым ВЛ;
- 4) прогнозируемые нагрузки электропотребления: $P''_{ni}, P_{ni}, P'_{ni}$ для ОЭС и $P''_{ni\gamma}, P_{ni\gamma}, P'_{ni\gamma}$ для подсистем ($i=1, n; \gamma=1, r$);
- 5) предельные значения параметров, отвечающие заданной системе ограничений.

Математическая формулировка задачи. В качестве независимых переменных приняты: средние в интервалах расходы воды из водохранилищ ГЭС $Q_{в ij}$ (масштабированные, как и в предыдущем параграфе); средние в интервале мощности ТЭС P_{iy} ; максимальные и минимальные в каждом интервале мощности ГЭС и ТЭС $N''_{гэс ij}, N'_{гэс ij}, P''_{iy}, P'_{iy}$.

Для удобства всю группу независимых переменных будем обозначать через вектор $X = (Q_{в}, N''_{гэс}, N'_{гэс}, P, P'', P')$, у которого первые $(n \times m)$ компонент совпадают с компонентами вектора $Q_{в} = \{Q_{в ij}\}$, следующие $(n \times m)$ компонент совпадают с компонентами вектора $N''_{гэс} = \{N''_{гэс ij}\}$ и т. д. Общее число компонент вектора X равно $3n(m+r)$.

Требуется найти значения независимых переменных, минимизирующие суммарный расход топлива на тепловых станциях за период $[0, T]$

$$j(X) = \sum_{i=1}^n \sum_{\gamma=1}^r B_{i\gamma} \rightarrow \min \quad (4.20)$$

и удовлетворяющие заданной системе ограничений.

В эту систему ограничений помимо (4.2) — (4.4) включаются следующие дополнительные ограничения: по балансу мощностей в энергосистеме

$$\sum_{\gamma=1}^r P''_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N''_{гэсij} - \sum_{\gamma=1}^r P''_{ni\gamma} - \pi''_i = 0; \quad (4.21)$$

$$\sum_{\gamma=1}^r P'_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N'_{гэсij} - \sum_{\gamma=1}^r P'_{ni\gamma} - \pi_i = 0; \quad (4.22)$$

$$\sum_{\gamma=1}^r P'_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N'_{гэсij} - \sum_{\gamma=1}^r P'_{ni\gamma} - \pi'_i = 0; \quad (4.23)$$

по предельным мощностям ГЭС и ТЭС

$$P''_{min\ i\gamma} \leq P''_{i\gamma} \leq P''_{max\ i\gamma};$$

$$P'_{min\ i\gamma} \leq P'_{i\gamma} \leq P'_{max\ i\gamma};$$

$$N''_{гэс\ min\ ij} \leq N''_{гэс\ ij} \leq N''_{гэс\ max\ ij};$$

$$N'_{гэс\ min\ ij} \leq N'_{гэс\ ij} \leq N'_{гэс\ max\ ij};$$

по предельным перетокам по контролируемым ВЛ

$$P''_{л\ min\ il} \leq P''_{л\ il} \leq P''_{л\ max\ il};$$

$$P'_{л\ min\ il} \leq P'_{л\ il} \leq P'_{л\ max\ il}.$$

Заметим, что ограничение (4.22) есть ограничение по балансу электроэнергии в интервале.

При расчете потоков мощности по ВЛ $P''_{л\ il}$ и $P'_{л\ il}$ используются нагрузки как всего энергообъединения, так и отдельных подсистем.

Поставленная задача решается методом проекции градиента (см. гл. 2). Для проектирования точек на поверхности ограничений используется модифицированный алгоритм Хилдрета, который имеет некоторые преимущества по сравнению с другими алгоритмами проектирования для задач большой размерности.

Рассмотрим основные этапы решения задачи.

Расчет целевой функции и компонент ее вектор-градиента. Приращение расхода топлива ΔB_v на v -й итерации оптимизационного процесса (в методе проекции градиента это переход из одной граничной точки допустимой области $\hat{x}^{(v)}$ в другую $\hat{x}^{(v+1)}$) вычисляется по формуле

$$\Delta B_v = \frac{1}{2} \sum_{\eta} \left(\frac{\partial f}{\partial \hat{x}_{\eta}^{(v)}} + \frac{\partial f}{\partial \hat{x}_{\eta}^{(v+1)}} \right) (\hat{x}_{\eta}^{(v+1)} - \hat{x}_{\eta}^{(v)}),$$

где суммирование ведется по η координатам вектора независимых переменных \hat{x} ; $\partial f / \partial \hat{x}_{\eta}$ — компоненты вектор-градиента целевой функции.

Последовательно суммируя подсчитанные по приведенной выше формуле значения ΔB_v , получаем суммарное приращение топлива по отношению к начальному режиму.

Переходим к рассмотрению формул для вычисления компонент вектор-градиента. На изменение расхода топлива влияют лишь частные производные по нагрузкам ТЭС (по $P''_{i\gamma}$, $P'_{i\gamma}$, $P'_{i\gamma}$).

Выведем формулы для интервала Δt_i . Опустив для удобства изложения индексы i и γ , запишем выражения для изменения расхода топлива в виде двух интегралов:

$$\Delta B = \int_0^{T_1} B(t) dt + \int_{T_1}^T B(t) dt, \quad (4.24)$$

где первый интеграл соответствует первой части линейной аппроксимации кривой продолжительности графика нагрузки (рис. 4.2), второй интеграл — второй части этого графика; $B(t)$ — расход топлива в момент t ; $[0, T]$ — рассматриваемый расчетный интервал Δt_i ; T_1 — местоположение промежуточной точки графика (рис. 4.2).

Разбивая отрезки $[0, T_1]$ и $[T_1, T]$ соответственно на L_1 и L_2 дискретных интервалов равной длины Δ и применяя формулу трапеции, получаем

$$\int_0^{T_1} B(t) dt = \sum_{\eta=0}^{L_1-1} \int_{\eta\Delta_1}^{(\eta+1)\Delta_1} B(t) dt = \sum_{\eta=0}^{L_1-1} \frac{B(\eta\Delta_1) + B[(\eta+1)\Delta_1]}{2},$$

$$t = \eta\Delta_1; \quad \eta = 0, (L_1 - 1). \quad (4.25)$$

Для второго интеграла формула аналогична.

Выпишем частные производные целевой функции (4.24) по генерации ТЭС для часа максимума нагрузки $\frac{\partial B}{\partial P''}$. Учитывая (4.25) и то, что генерация в час максимума влияет на расход топлива только на интервале $[0, T_1]$, получаем

$$\frac{\partial B}{\partial P''} = \int_0^{T_1} \frac{\partial B}{\partial P(t)} \frac{\partial P(t)}{\partial P''} dt =$$

$$= \frac{1}{2} \sum_{\eta=0}^{L_1-1} \left(\frac{\partial B(\eta\Delta_1)}{\partial P(t)} \frac{\partial P(t)}{\partial P''} + \frac{\partial B[(\eta+1)\Delta_1]}{\partial P(t)} \frac{\partial P(t)}{\partial P''} \right) \Delta_1. \quad (4.26)$$

Принимаем во внимание допущение о линейности графика нагрузки энергосистемы (рис. 4.2):

$$P_n(t) = \begin{cases} P''_n + t \frac{P^*_n - P''_n}{T_1} & \text{для интервала } [0, T_1]; \\ P^*_n + t \frac{P'_n - P^*_n}{T - T_1} & \text{для интервала } [T_1, T]; \end{cases}$$

$$t = \eta \Delta_1, \quad \eta = \overline{0, (L_1 - 1)}, \quad \Delta_1 = \frac{T_1}{L_1} \text{ для } [0, T_1];$$

$$t = \eta \Delta_2, \quad \eta = \overline{0, (L_2 - 1)}, \quad \Delta_2 = \frac{T - T_1}{L_2} \text{ для } [T_1, T].$$

С учетом этого формулу (4.26) преобразуем к следующему виду:

$$\frac{\partial B}{\partial P''} = \frac{1}{2} \sum_{\eta=0}^{L_1-1} \left\{ b [P(\eta \Delta_1)] \left[1 - 2\eta \frac{\Delta_1}{T_1} \right] + \right. \\ \left. + b [P((\eta + 1) \Delta_1)] \left[1 - (\eta + 1) \frac{2\Delta_1}{T_1} \right] \right\} \Delta_1, \quad (4.27)$$

где $b [P(\eta \Delta_1)]$ — значение эквивалентной мгновенной характеристики относительных приростов ТЭС энергоузла, соответствующее нагрузке P в момент $t = \eta \Delta_1$.

Применяя аналогичные рассуждения, получаем выражение для расчета производной целевой функции по изменению нагрузки энергоузла для часа минимума нагрузок P'

$$\frac{\partial B}{\partial P'} = \frac{1}{2} \sum_{\eta=0}^{L_2-1} \left\{ b [P(\eta \Delta_2)] \frac{2\eta \Delta_2}{(T - T_1)} + \right. \\ \left. + b [P((\eta + 1) \Delta_2)] \frac{(\eta + 1) 2\Delta_2}{(T - T_1)} \right\} \Delta_2. \quad (4.28)$$

Несложно получить и частную производную целевой функции по изменению нагрузки энергоузла в промежуточной точке графика, имея в виду, что изменение нагрузки в промежуточной точке вызывает изменение в расходе топлива одновременно на отрезках $[0, T_1]$ и $[T_1, T]$:

$$\frac{\partial B}{\partial P^*} = \frac{1}{2} \sum_{\eta=0}^{L_1-1} \left\{ b [P(\eta \Delta_1)] \frac{2\eta \Delta_1}{T_1} + \right. \\ \left. + b [P((\eta + 1) \Delta_1)] \frac{(\eta + 1) 2\Delta_1}{T_1} \right\} \Delta_1 + \\ + \sum_{\eta=0}^{L_2-1} \left\{ b [P(\eta \Delta_2)] \left[1 - 2\eta \frac{\Delta_2}{(T - T_1)} \right] + \right.$$

$$\left. + b [P((\eta + 1) \Delta_2)] \left[1 - (\eta + 1) \frac{2\Delta_2}{(T - T_1)} \right] \right\} \Delta_2. \quad (4.29)$$

Наконец, с учетом соотношения по балансу энергии в интервале

$$TP = \frac{1}{2} (P'' + P^*) T_1 + \frac{1}{2} (P^* + P') (T - T_1)$$

выпишем формулу для вычисления производной целевой функции по изменению среднеинтервальной нагрузки:

$$\frac{\partial B}{\partial P} = \frac{\partial B}{\partial P''} \frac{\partial P''}{\partial P} + \frac{\partial B}{\partial P^*} \frac{\partial P^*}{\partial P} + \frac{\partial B}{\partial P'} \frac{\partial P'}{\partial P} = \\ = 2 \left(\frac{\partial B}{\partial P''} \frac{T}{T_1} + \frac{\partial B}{\partial P^*} + \frac{\partial B}{\partial P'} \frac{T}{T - T_1} \right),$$

где $\frac{\partial B}{\partial P''}$, $\frac{\partial B}{\partial P^*}$, $\frac{\partial B}{\partial P'}$ — частные производные, определяемые по (4.27) — (4.29).

Алгоритм выбора направления движения за границу допустимой области. Движение за границу допустимой области будем производить вдоль проекции вектор-градиента целевой функции на ограничения в форме равенств (4.21) — (4.23) и (4.2)

$$\mathbf{x}^{(v)} = \hat{\mathbf{x}}^{(v-1)} - \alpha_v \mathbf{s}^{(v)},$$

где α_v — скаляр, определяющий размер шага за границу допустимой области вдоль проекции вектор-градиента.

Для определения проекции вектор-градиента на ограничения в форме равенств воспользуемся методом Лагранжа. Вместо задачи (4.20) будем рассматривать минимум функции Лагранжа

$$F = \sum_{i=1}^n \sum_{\gamma=1}^r B_{i\gamma} + \sum_{i=1}^n \lambda_{\text{пнк}i} \left(\sum_{\gamma=1}^r P''_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N''_{\text{гэс}ij} - P''_{ni} \right) + \\ + \sum_{i=1}^n \lambda_{\text{мин}i} \left(\sum_{\gamma=1}^r P'_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N'_{\text{гэс}ij} - P'_{ni} \right) + \\ + \sum_{i=1}^n \lambda_{\text{ср}i} \left(\sum_{\gamma=1}^r P_{i\gamma} + \sum_{j=1}^m N_{\text{гэс}ij} (Q_B) - P_{ni} \right) + \\ + \sum_{j=1}^m \lambda_j \left(\sum_{i=1}^n Q_{bij} \Delta t_i - c_j \right),$$

где $\lambda_{\text{пик}i}$ — множитель Лагранжа соответствующий ограничению по балансу мощности в i -м интервале в час максимума нагрузки; $\lambda_{\text{мин}i}$ — множитель Лагранжа, соответствующий ограничению по балансу мощности в i -м интервале в час минимума нагрузки; $\lambda_{\text{ср}i}$ — множитель Лагранжа, соответствующий ограничению по балансу энергии в i -м интервале; λ_j — множитель Лагранжа, соответствующий ограничению по заданному уровню наполнения j -го водохранилища на конец расчетного периода.

Для сокращения выкладок рассматриваем случай, когда допустимо не учитывать в сети π_i .

Дифференцируя функцию Лагранжа F по независимым переменным $Q_B, N''_{\text{гэс}}, N'_{\text{гэс}}, P, P'', P'$, получаем формулы для вычисления компонент искомого вектора $\mathbf{s} = (s_{Q_B}, s_{N''}, s_{N'}, s_{P'}, s_{P''}, s_{P'})$ (структура векторов $s_{Q_B}, s_{N''}, s_{N'}, s_{P'}, s_{P''}, s_{P'}$ аналогична структуре соответствующих векторов независимых переменных $Q_B, N''_{\text{гэс}}, N'_{\text{гэс}}, P, P'', P'$):

$$\left. \begin{aligned} s_{Q_{Bij}} &= \frac{\partial F}{\partial Q_{Bij}} = \sum_{\xi=1} \lambda_{\text{ср}\xi} \left(\frac{\partial \sum_i N_{\text{гэс}} \xi_j}{\partial Q_{Bij}} + \lambda_j \right); \\ s_{N''_{ij}} &= \frac{\partial F}{\partial N''_{\text{гэс}ij}} = \lambda_{\text{пик}i}; \\ s_{N'_{ij}} &= \frac{\partial F}{\partial N'_{\text{гэс}ij}} = \lambda_{\text{мин}i}; \\ s_{P'_{i\gamma}} &= \frac{\partial F}{\partial P'_{i\gamma}} = \frac{\partial f}{\partial P'_{i\gamma}} + \lambda_{\text{ср}i}; \\ s_{P''_{i\gamma}} &= \frac{\partial F}{\partial P''_{i\gamma}} = \frac{\partial f}{\partial P''_{i\gamma}} + \lambda_{\text{пик}i}; \\ s_{P'_{i\gamma}} &= \frac{\partial F}{\partial P'_{i\gamma}} = \frac{\partial f}{\partial P'_{i\gamma}} + \lambda_{\text{мин}}. \end{aligned} \right\} (4.30)$$

Множители Лагранжа $\lambda_{\text{пик}} = \{\lambda_{\text{пик}i}\}$, $\lambda_{\text{мин}} = \{\lambda_{\text{мин}i}\}$, $\lambda_{\text{ср}} = \{\lambda_{\text{ср}i}\}$ и $\lambda = \{\lambda_j\}$ определяются на основе решения системы линейных уравнений. Первые n уравнений этой системы представляют собой условия соблюдения баланса генерирующих мощностей в час максимума нагрузки при изменении независимых переменных вдоль проекции вектора \mathbf{s} ,

$$\sum_{j=1}^m s_{N''_{ij}} + \sum_{\gamma=1}^r s_{P''_{i\gamma}} = 0 \quad i = \overline{1, n}, \quad (4.31)$$

т. е. суммарное изменение независимых переменных в час максимума нагрузки должно быть нулевым:

$$\sum_{j=1}^m \Delta N''_{\text{гэс}ij} + \sum_{\gamma=1}^r \Delta P''_{i\gamma} = 0 \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.32)$$

Следующие n уравнений соответствуют аналогичным условиям для часа минимума нагрузок:

$$\sum_{j=1}^m s_{N'_{ij}} + \sum_{\gamma=1}^r s_{P'_{i\gamma}} = 0 \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.33)$$

Далее n уравнений соответствуют условиям соблюдения баланса энергии в интервале при изменении независимых переменных вдоль проекции вектора \mathbf{s} .

$$\sum_{\tau=1}^i \sum_{j=1}^m \frac{\partial \Sigma N_{\tau j}}{\partial Q_{Bij}} s_{Q_{Bij}} + \sum_{\gamma=1}^r s_{P'_{i\gamma}} = 0 \quad i = \overline{1, n}, \quad (4.34)$$

и последние m уравнений представляют собой условия соблюдения заданного уровня заполнения водохранилищ на конец периода при изменении независимых переменных Q_B вдоль вектора \mathbf{s} :

$$\sum_{i=1}^n s_{Q_{Bij}} \Delta t_i = 0 \quad i = \overline{1, m}. \quad (4.35)$$

Раскрывая соотношения (4.31) — (4.35) и учитывая (4.30), получаем

$$\sum_{\gamma=1}^r \frac{\partial f}{\partial P''_{i\gamma}} + (m+r) \lambda_{\text{пик}i} = 0 \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.36)$$

$$\sum_{\gamma=1}^r \frac{\partial f}{\partial P'_{i\gamma}} + (m+r) \lambda_{\text{мин}i} = 0 \quad i = \overline{1, n}; \quad (4.37)$$

$$\begin{aligned} \sum_{\tau=1}^i \sum_{j=1}^m \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}i}}{\partial Q_{\tau j}} \lambda_j + \sum_{\xi=1}^{i-1} \lambda_{\text{ср}\xi} \left(\sum_{\tau=1}^{\xi} \sum_{j=1}^m \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}i}}{\partial Q_{\tau j}} \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}\xi}}{\partial Q_{\tau j}} \right) + \\ + r \lambda_{\text{ср}i} + \sum_{\gamma=1}^r \frac{\partial f}{\partial P'_{i\gamma}} = 0 \quad i = \overline{1, n}; \end{aligned} \quad (4.38)$$

$$n\lambda_j + \sum_{i=1}^n \sum_{\xi=i}^n \lambda_{\text{ср}\xi} \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}\xi}}{\partial Q_{\text{в}ij}} = 0 \quad i = \overline{1, m}. \quad (4.39)$$

Решение первой и второй групп уравнений (4.36) и (4.37) очевидно:

$$\lambda_{\text{пик}i} = - \frac{1}{(m+r)} \sum_{\tau=1}^r \frac{\partial f}{\partial P''_{i\tau}} \quad i = \overline{1, n};$$

$$\lambda_{\text{мин}i} = - \frac{1}{(m+r)} \sum_{\tau=1}^r \frac{\partial f}{\partial P'_{i\tau}} \quad i = \overline{1, n}.$$

Подставляя результаты вычислений $\{\lambda_{\text{пик}i}\}$ и $\{\lambda_{\text{мин}i}\}$ в формулу (4.30), находим окончательные значения компонент искомым векторов $s_{N''}, s_{N'}, s_{P''}, s_{P'}$.

Решение третьей и четвертой групп уравнений (4.38) и (4.39) получим методом последовательных приближений.

Зададимся некоторым начальным приближением для векторов множителей Лагранжа $\lambda^{(0)} = \{\lambda_j^{(0)}\}$, $\lambda_{\text{ср}}^{(0)} = \{\lambda_{\text{ср}i}^{(0)}\}$. Из первого уравнения ($i=1$) группы (4.38), фиксируя значения компонент всех векторов множителей Лагранжа, кроме $\lambda_{\text{ср}1}$, вычисляем для этой компоненты ее новое приближение:

$$\lambda_{\text{ср}1}^{(1)} = - \frac{1}{r} \left(\sum_{\tau=1}^r \frac{\partial f}{\partial P'_{i\tau}} + \sum_{j=1}^m \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}1}}{\partial Q_{1j}} \lambda_j^{(0)} \right).$$

Далее из второго уравнения ($i=2$) группы (4.38), фиксируя значения компонент всех векторов множителей Лагранжа, кроме $\lambda_{\text{ср}2}$, уточняем значение этой компоненты ($\lambda_{\text{ср}2}^{(1)}$), и т. д.

После того как будут вычислены все компоненты вектора $\lambda_{\text{ср}}$, перейдем к уточнению компонент вектора λ по (4.39):

$$\lambda_j^{(1)} = - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sum_{\xi=i}^n \lambda_{\text{ср}\xi}^{(1)} \frac{\partial \Sigma N_{\text{гэс}\xi}}{\partial Q_{\text{в}ij}} \quad j = \overline{1, m},$$

и вычислению компонент векторов $s_{Q_{\text{в}}}^{(1)}, s_P^{(1)}$ в формуле (4.30).

Этим кончается одна итерация. Если балансовые соотношения (4.31) — (4.36) выполняются с заданной точно-

стью, то итерационный процесс по расчету множителей Лагранжа $\lambda_{\text{ср}}, \lambda$ и векторов $s_{Q_{\text{в}}}, s_P$ прекращается и в качестве искомой проекции вектор-градиента целевой функции на ограничения в форме равенств берется вектор $s = (s_{Q_{\text{в}}}^{(1)}, s_{N''}, s_{N'}, s_P^{(1)}, s_{P''}, s_{P'})$. В противном случае итерации по вычислению $s_{Q_{\text{в}}}$ и s_P следует продолжить.

Проектирование точки на поверхность ограничений. Как ранее отмечалось, решение задачи проектирования точки на поверхность ограничений в данной задаче осуществляется на основе модифицированного метода Хилдрета (см. гл. 2) с использованием формул (2.20), (2.21). Расход воды в нижний бьеф j -й ГЭС в i -м интервале представляем в виде линейной комбинации компонент вектора независимых переменных

$$Q_{\text{в}ij} = \sum_{\xi=1}^i \sum_{\eta=1}^j A_{\xi\eta} Q_{\text{в}\xi\eta}.$$

Дальнейших пояснений решения не требуется.

Особенности организации общего процесса оптимизации. Решение задачи (4.20) начинается с задания начального приближения для вектора x .

В качестве начального режима достаточно задать только часть вектора $x^{(0)}$, а именно расходы водохранилищ ГЭС $Q^{(0)}_{\text{в}}$. Затем производится предварительное проектирование, при котором учитываются ограничения только на режим сработки и наполнения водохранилищ ГЭС (4.2) — (4.4).

Далее, используя балансовые соотношения (4.21) — (4.23), доопределяем оставшиеся компоненты вектора $x^{(0)}$: средние в интервале мощности ТЭС $\{P_{ij}\}$, максимальные и минимальные в каждом интервале мощности ГЭС и ТЭС $\{N''_{\text{гэс}ij}\}, \{N'_{\text{гэс}ij}\}, \{P''_{i\tau}\}, \{P'_{i\tau}\}$. После этого продолжается процесс проектирования с учетом полной системы ограничений. Из полученной граничной точки $\hat{x}^{(0)}$ движение за границу допустимой области осуществляется в соответствии с формулой

$$x^{(1)} = \hat{x}^{(0)} - \alpha s^{(0)},$$

где $\alpha = \frac{\Delta_x}{\max_{\xi} |s_{\xi}^{(0)}|}$; ξ — номер компоненты вектора s , вычисляемого по

(4.30); Δ_x — константа, определяющая размер начального шага за границу допустимой области и задаваемая из условия, чтобы вариация независимых переменных была в пределах 10—20% их средних значений.

Затем процесс движения по границе допустимой области и окон-

чание процесса оптимизации производится согласно схеме, описанной в гл. 2.

В заключение отметим, что изложенный в настоящем параграфе метод оптимизации долгосрочных режимов энергосистем с ГЭС позволяет решать задачу и в более общей постановке: разрабатывать оптимальные планы совместного распределения водных и топливных ресурсов в долгосрочном цикле регулирования, рассчитывать поставки топлива на каждую электростанцию, определять запасы топлива на складах электростанций на конец каждого квартала и планового года. Для этого достаточно тепловую электростанцию рассмотреть как единичную гидроэлектростанцию, работающую на боковом притоке с постоянным напором, а в качестве водохранилища ГЭС взять соответствующее топлиохранилище тепловой станции.

4.4. СРЕДНЕИНТЕРВАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЙ

Среднеинтервальные характеристики гидроэлектростанций и тепловых станций отличаются от исходных, так называемых мгновенных характеристик учетом неравномерного характера нагрузок энергосистемы и электростанций внутри каждого интервала. Неравномерность нагрузок внутри интервала отражается на расходных характеристиках ГЭС, характеристиках относительных приростов ГЭС и ТЭС.

Основную сложность при построении среднеинтервальных характеристик вызывает учет оптимального распределения нагрузок энергосистемы между электростанциями внутри суток каждого расчетного интервала. Среднеинтервальные характеристики позволяют учесть влияние оптимальных краткосрочных режимов энергосистемы на долгосрочные режимы ГЭС.

При построении среднеинтервальных характеристик достаточно учесть суточную и недельную неравномерность нагрузок энергосистемы, причем основное влияние оказывает первая неравномерность. Обычно рассматривают в каждом интервале долгосрочного цикла четверо характерных суток недели: среднего рабочего дня, субботы, воскресенья, понедельника. Учитывается число тех и других суток в реальном расчетном интервале. При упрощенном подходе интервал рассматривают состоящим из некоторого числа только средних суток.

Краткосрочная оптимизация режимов энергосистем с ГЭС имеет свои особенности и представляет сложную проблему. Более подробно вопросы краткосрочной оптимизации рассмотрены в гл. 7.

Учет краткосрочной оптимизации в расчетах долгосрочных режимов будем производить при ряде следующих упрощений.

Предметом рассмотрения являются гидроэлектростанции, обладающие водохранилищами длительного регулирования, для которых учет колебаний уровней верхних бьефов при оптимизации суточных и даже недельных режимов может не производиться. Иначе обстоит дело с колебаниями уровней нижнего бьефа.

При построении среднеинтервальных характеристик не учитываем неустановившееся движение воды в нижних бьефах ГЭС и определяем уровни нижнего бьефа по следующей формуле (см. гл. 6):

$$Z_{нбt} = Z_{\infty нб.ср} + K(Z_{\infty нбt} - Z_{\infty нб.ср}), \quad (4.40)$$

где $Z_{нбt}$ — уровень нижнего бьефа в текущий момент t ; $Z_{\infty нб.ср}$ — средний за интервал уровень нижнего бьефа, взятый по стационарной кривой связи для среднего расхода воды; $Z_{\infty нбt}$ — уровень нижнего бьефа, взятый по стационарной кривой связи для расхода воды в нижний бьеф в t -й час; K — константа.

При $K=0$ имеем наиболее часто встречающийся случай постоянства внутри интервала уровня нижнего бьефа. При $K=1$ имеем $Z_{нбt} = Z_{\infty нбt}$, т. е. уровни нижнего бьефа определяются только по стационарной кривой связи. В других случаях подбором $K < 1$ можно учесть переменность напора в каждом расчетном интервале длительного цикла и влияние на напор неустановившегося движения воды.

Условие оптимальности режимов ГЭС, получаемое методами вариационного исчисления, может быть записано следующим образом для любого часа суток:

$$b/q' = \lambda = \text{const}, \quad (4.41)$$

где $b = dV/dP$ — относительный прирост тепловых станций;

$$q' = \frac{q}{1 - Kqh \frac{\partial Z_{нб}}{\partial Q_{нб}}}; \quad (4.42)$$

$q = \frac{\partial Q_{гэс}}{\partial N_{гэс}}$ — относительный прирост гидроэлектростанций по расходу;

$h = \frac{\partial N_{гэс}}{\partial H}$ — относительный прирост гидроэлектростанций по напору;

$\frac{\partial Z_{нб}}{\partial Q_{нб}}$ — производная от стационарной кривой связи уровней и

расходов воды в нижнем бьефе ГЭС; λ — постоянный в течение интервала множитель Лагранжа.

При $H = \text{const}$ имеем $\lambda = \frac{b}{q} = \frac{dB}{dQ_{гэс}}$ — множитель λ чис-

ленно равен изменению расхода топлива на ТЭС при единичном изменении расхода воды через ГЭС.

Множители Лагранжа λ подбираются таким образом, чтобы были обеспечены заданные среднесуточные (средне-недельные) расходы воды через каждую ГЭС или заданные среднесуточные (средне-недельные) мощности каждой ГЭС. В случае многих ГЭС множители подбираются на основе совместного решения системы уравнений (4.41), причем число таких уравнений равно числу ГЭС.

Учет потерь энергии в электрических сетях сведется к тому, что входящие в уравнения значения q и b должны браться приведенными к месту подключения каждой ГЭС к энергосистеме.

Формулы для среднеинтервальных характеристик при $H = \text{const}$ внутри расчетных интервалов длительного цикла. Рассмотрим сначала работу одной ГЭС и одной ТЭС в концентрированной энергосистеме.

В расчетах долгосрочных режимов ГЭС необходимо определять изменение среднеинтервального расхода топлива $d\bar{B}$, обусловленного изменением на ГЭС среднеинтервального расхода воды на $d\bar{Q}_{гэс}$ и среднего напора на $d\bar{H}$.

Очевидно, что

$$d\bar{B} = - \frac{d\bar{B}^*}{d\bar{P}} \frac{\partial \bar{N}_{гэс}}{\partial \bar{Q}_{гэс}} d\bar{Q}_{гэс} - \frac{d\bar{B}^{**}}{d\bar{P}} \frac{\partial \bar{N}_{гэс}}{\partial \bar{H}} d\bar{H},$$

где производные $d\bar{B}^*/d\bar{P}$ и $d\bar{B}^{**}/d\bar{P}$ обозначены по-разному, потому что формулы для их вычисления получаются разными (см. выводимые ниже формулы)¹.

Выведем формулы для вычисления среднеинтервальных относительных приростов ГЭС и ТЭС:

$$\left. \begin{aligned} \bar{b}^* &= \frac{d\bar{B}^*}{d\bar{P}}, & \bar{b}^{**} &= \frac{d\bar{B}^{**}}{d\bar{P}}; \\ \bar{q} &= \frac{\partial Q_{гэс}}{\partial N_{гэс}}, & h &= \frac{\partial N_{гэс}}{\partial H}. \end{aligned} \right\}$$

¹ В данном параграфе среднеинтервальные значения \bar{P} , $\bar{N}_{гэс}$, $\bar{Q}_{гэс}$ и т. п. в отличие от часовых величин P , $N_{гэс}$, $Q_{гэс}$ обозначаются с чертой вверху. (В других параграфах настоящей главы, где рассматриваются только среднеинтервальные величины, черта у P , $N_{гэс}$, $Q_{гэс}$ опущена).

Пусть для заданной среднеинтервальной мощности ГЭС $\bar{N}_{гэс}$ рассчитан оптимальный краткосрочный режим энергосистемы. Этому режиму соответствуют некоторые значения \bar{B} , $\bar{Q}_{гэс}$, λ . Дадим приращение среднесуточному расходу воды $\bar{Q}_{гэс}$ при постоянстве напора.

Дифференцируя уравнения $b/q = \lambda$, получаем

$$db = q d\lambda + \lambda dq,$$

где b и q — часовые (мгновенные) относительные приросты ТЭС и ГЭС.

Так как $dB = \frac{db}{dP} dP$ и $dq = \frac{\partial q}{\partial N_{гэс}} dN_{гэс}$, то

$$\frac{db}{dP} dP = q d\lambda + \lambda \frac{\partial q}{\partial N_{гэс}} dN_{гэс}.$$

Учитывая, что $dP = -dN_{гэс}$, получаем

$$dN_{гэс} = d\lambda \frac{q}{a}, \quad \text{где } a = \frac{db}{dP} + \lambda \frac{\partial q}{\partial N_{гэс}}.$$

Приращения среднесуточных мощностей ТЭС и ГЭС выражаются так:

$$\left. \begin{aligned} d\bar{N}_{гэс} &= \frac{1}{n} \sum dN_{гэс} = - \frac{d\lambda}{n} \sum \frac{q}{a}; \\ d\bar{P} &= \frac{1}{n} \sum dP = - \frac{d\lambda}{n} \sum \frac{q}{a}, \end{aligned} \right\} \quad (4.43)$$

где n — число часов в интервале.

Приращение среднесуточного расхода топлива

$$d\bar{B}^* = \frac{1}{n} \sum b dP = \frac{d\lambda}{n} \sum \frac{bq}{a}. \quad (4.44)$$

Приращение среднесуточного расхода воды

$$d\bar{Q}_{гэс} = \frac{1}{n} \sum q dN_{гэс} = \frac{d\lambda}{n} \sum \frac{q^2}{a}. \quad (4.45)$$

На основе полученных формул (4.43) — (4.45) определим:

$$\bar{b}^* = \frac{\sum \frac{bq}{a}}{\sum \frac{q}{a}}; \quad \bar{q} = \frac{\sum \frac{q^2}{a}}{\sum \frac{q}{a}}. \quad (4.46)$$

Формула (4.46) дает значения искомым среднеинтервальных относительных приростов ТЭС и ГЭС. Суммирование в этих формулах должно выполняться лишь по таким n часам интервала, где режимы ТЭС и ГЭС не находятся на ограничениях, и поэтому при изменении множителя λ режимы ТЭС и ГЭС в эти часы могут изменяться.

Покажем, что отношение среднеинтервальных относительных приростов ТЭС и ГЭС, как и отношение мгновенных относительных приростов, равно λ :

$$\frac{\bar{b}^*}{\bar{q}} = \frac{\sum^n \frac{bd}{a}}{\sum^n \frac{q^2}{a}} = \lambda \frac{\sum^n \frac{q^2}{a}}{\sum^n \frac{q^2}{a}} = \lambda.$$

Среднеинтервальные относительные приросты ТЭС и ГЭС можно вычислить по (4.46), однако возможны и более простые вычисления. Введем вместо действительного фиктивный среднеинтервальный относительный прирост ГЭС \bar{q}_ϕ , в качестве которого будем брать мгновенный относительный прирост ГЭС для среднеинтервальной мощности ГЭС. Одновременно будем брать фиктивный среднеинтервальный относительный прирост ТЭС $\bar{b}_\phi = \lambda \bar{q}_\phi$. Так как $\bar{b}_\phi / \bar{q}_\phi = \lambda$, то замена действительных среднеинтервальных относительных приростов фиктивными не вносит погрешности в расчет долгосрочных режимов ГЭС [в (4.41) входит лишь отношение относительных приростов]. Таким образом, вычисления среднеинтервальных относительных приростов можно упростить, не внося никаких погрешностей в расчеты.

Вывод формул для \bar{b}^{**} и \bar{h} . Приращение нагрузки ГЭС в любой час расчетного периода равно:

$$dN_{\text{ГЭС}} = \frac{1}{q} dQ_{\text{ГЭС}} + h d\bar{H},$$

отсюда

$$dQ_{\text{ГЭС}} = q dN_{\text{ГЭС}} - h q d\bar{H}.$$

Из условия $dB = q d\lambda + \lambda dq$ получаем

$$dN_{\text{ГЭС}} = -d\lambda \frac{q}{c},$$

где

$$c = \frac{db}{dP} + \lambda \frac{\partial q}{\partial N_{\text{ГЭС}}} + \lambda h \frac{\partial q}{\partial H}.$$

Отсюда

$$d\bar{Q}_{\text{ГЭС}} = \frac{1}{n} \sum^n dQ_{\text{ГЭС}} = -\frac{d\lambda}{n} \sum^n \frac{q^2}{c} - \frac{d\bar{H}}{n} \sum^n qh. \quad (4.47)$$

Так как среднесуточное изменение расхода воды должно быть равно нулю (рассматривается частная производная при постоянном среднесуточном расходе воды и меняется только напор), то после преобразования (4.47) получаем

$$d\bar{H} = -d\lambda \frac{\sum^n \frac{q^2}{c}}{\sum^n hq}$$

и далее имеем

$$d\bar{N}_{\text{ГЭС}} = -d\lambda \sum^n \frac{q}{c}; \quad d\bar{P} = d\lambda \sum^n \frac{q}{c};$$

$$d\bar{B}^{**} = d\lambda \sum^n \frac{bq}{c}.$$

Отсюда

$$\bar{b}^{**} = \frac{\sum^n \frac{bq}{c}}{\sum^n \frac{q}{c}}; \quad \bar{h} = \frac{\sum^n \frac{q}{c}}{\sum^n \frac{q^2}{c}}. \quad (4.48)$$

Для упрощения расчетов, как и в предыдущем случае, рекомендуется брать фиктивное \bar{h} , равное мгновенному значению h при среднеинтервальной нагрузке ГЭС. Допустимо также брать $\bar{h}_\phi = 10^{-2} Q_{\text{ГЭС}}$. Вместо \bar{b}^{**} можно брать \bar{b}_ϕ , равное, как и прежде, $\bar{b}_\phi = \lambda \bar{q}$. Проверка показывает, что $\bar{b}^{**} \bar{h} = \bar{b}_\phi \bar{h}_\phi$ с погрешностью не более 10%, что допустимо.

Итак, вместо среднеинтервальных характеристик \bar{q} и \bar{h} в целях упрощения расчетов допустимо использовать мгновенные характеристики ГЭС q и h . Специально вычислять нужно лишь средние характеристики ТЭС $\bar{b} = \lambda q$ на основе множителей Лагранжа λ , причем предварительно определять на основе краткосрочной оптимизации можно лишь множители λ (это те же среднеинтервальные характеристики), а значения $\bar{b}_\phi = \lambda q$ вычислять в ходе расчета долгосрочного режима.

Случай работы m ГЭС в концентрированной энергосистеме. При изменении среднеинтервального расхода воды или напора на какой-либо j -й ГЭС происходит изменение режимов ГЭС и рассматриваемой ГЭС и, кроме того, изменение режимов других ГЭС. На последних среднеинтервальный расход воды и напор не изменяются, а происходит лишь деформация их суточных графиков нагрузки.

Если не учитывать изменений (деформаций) графиков нагрузки других ГЭС, то среднеинтервальные характеристики ГЭС и ТЭС и в случае многих ГЭС могут вычисляться аналогично случаю одиночной ГЭС. Учет деформации графиков нагрузки прочих ГЭС приведет к тому, что

$$\bar{b}^* / \bar{q}_j = \lambda_j + \Delta\lambda_j.$$

Поправка $\Delta\lambda_j$ невелика, и ее допустимо не учитывать.

В случае неконцентрированной энергосистемы формулы расчета среднеинтервальных относительных приростов ГЭС и ТЭС остаются теми же, и при этом автоматически будут учтены потери энергии в электрической сети, так как множители λ_j определены с учетом этих потерь.

Итак, в качестве среднеинтервальных значений \bar{q}_Φ будем брать мгновенные относительные приросты ГЭС, но для среднеинтервальных нагрузок. В качестве среднеинтервальных относительных приростов ТЭС $\bar{b}_{\Phi j} = \lambda_j \bar{q}_j$, причем последние разные для разных ГЭС.

Формулы для среднеинтервальных характеристик при $H = \text{вар}$. Если уровни нижнего бьефа не постоянны в течение суток и вычисляются по (4.40) при $K \neq 0$, то имеем переменный в интервале напор на ГЭС. В таком случае уравнением оптимального режима будет условие (4.41), т. е. $b/q' = \lambda$, где q' определяется по (4.42). Имеем аналогию с предыдущим случаем, лишь вместо q следует рассматривать q' . Не повторяя выводы формул, остановимся на конечных результатах. В качестве среднеинтервального относительного прироста ГЭС рекомендуется брать значения \bar{q}_Φ , подсчитанные по мгновенным характеристикам, но для среднеинтервальных нагрузок и расходов воды ГЭС. В качестве среднеинтервальных относительных приростов ТЭС следует, как и прежде, брать значения $\bar{b}_\Phi = \bar{q}'_\Phi \lambda$.

Следует лишь остановиться на смысле этих среднеинтервальных относительных приростов. Если раньше они брались при постоянных средних за интервал напорах ГЭС, то в последнем случае они берутся для постоянных уровней верхних бьефов и постоянных значений $Z_{\infty \text{нб. ср}}$ в

(4.40), т. е. в последнем случае условие постоянства средних напоров может и не выдерживаться.

Чтобы не вносить погрешность в расчеты, среднеинтервальные относительные приросты \bar{b}_Φ (которые можно вычислять так же, как было рекомендовано ранее) следует использовать для оценки изменений напоров ГЭС лишь от изменения уровней верхних бьефов, а также изменения уровней нижних бьефов за счет члена $Z_{\infty \text{нб. ср}}$ в (4.40). Последний изменяет средний уровень нижнего бьефа на $Z_{\infty \text{нб. ср}}(1-K)$. Эти изменения уровней нижних бьефов должны учитываться в расчетных формулах для определения долгосрочных режимов ГЭС. При $K=1$ изменения уровней нижних бьефов в формулах для долгосрочных режимов учитывать не следует, так как они уже учтены в составе характеристик ГЭС.

Условия оптимальности (4.41) при неравенстве значений λ в разные часы расчетных интервалов записываются следующим образом:

$$\frac{b}{q} = \lambda_0 + \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} (\lambda_{i-1} - \lambda_i),$$

или

$$\frac{b}{q'} = \lambda_0 + \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} (\lambda_{i-1} - \lambda_i).$$

Если режим оптимальный, то $\lambda_{i-1} = \lambda_i = \lambda_0$ (за исключением случаев, когда этому мешают ограничения) и вторые члены последних формул можно опустить, что ранее и было сделано.

Но если оптимизация краткосрочного режима выполнена не до конца (например, для сокращения трудоемкости расчетов), то следует в качестве значений λ брать $\lambda = \lambda_0 + \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n-1} (\lambda_{i-1} - \lambda_i)$. При этом получаем достаточно хорошие оценки для множителей λ даже в случае значительного отличия краткосрочных режимов энергосистемы и ГЭС от оптимального. Отсюда следует возможность очевидных упрощений в расчетах среднеинтервальных характеристик.

В расчетах долгосрочных режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива с использованием выведенных выше формул для среднеинтервальных характеристик, очевидно, не следует использовать коэффициенты суточного регулирования $K_{\text{сут}}$, так как они некоторым образом уже учтены в среднеинтервальных характеристиках ТЭС. Эти

коэффициенты необходимы лишь в расчетах долгосрочных режимов ГЭС по критерию максимума выработки энергии ГЭС. Таким образом, коэффициенты суточного (а также и недельного) регулирования также есть некоторые среднеинтервальные характеристики.

4.5. ОПТИМИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО КРИТЕРИЮ МИНИМУМА РАСХОДА ТОПЛИВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СРЕДНЕИНТЕРВАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Будем рассматривать задачу совместной долгосрочной и краткосрочной оптимизации режимов энергосистемы с ГЭС и ТЭС при использовании среднеинтервальных характеристик. Как и прежде, энергосистема представлена эквивалентной электрической схемой; в части ГЭС сохраняют силу все положения, высказанные ранее.

Задача решается в дискретной постановке. Длительный цикл $[0, T]$ разбит на n дискретных интервалов Δt_i . В свою очередь, каждый интервал Δt_i рассматривается состоящим из четырех типов характерных суток: число рабочих дней γ_1 ; γ_2 число субботних дней γ_3 ; число воскресных дней γ_4 ; число понедельников.

Задан прогноз графиков нагрузки энергосистемы и ее узлов для всех характерных суток всех расчетных интервалов длительного цикла.

Рассматриваемая модель является также однокритериальной, и в качестве критерия оптимальности взят минимум расхода топлива на тепловых станциях энергосистемы. Этот критерий применяется для оптимизации как долгосрочных, так и краткосрочных режимов энергосистемы.

В модели оптимизации режимов ГЭС по критерию максимума выработки гидроэнергии в каждом допустимом режиме устанавливается соответствие

$$x \rightarrow (N_{\text{ГЭС}}, H) \rightarrow \sum \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i}, \quad (4.49)$$

где $x = \{x_{ij}\}$ — вектор независимых переменных в задаче (4.1), удовлетворяющий заданной системе ограничений; $N_{\text{ГЭС}} = \{N_{\text{ГЭС}ij}\}$ — вектор среднеинтервальных значений мощностей ГЭС; $H = \{H_{ij}\}$ — вектор среднеинтервальных значений напоров; $\sum \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i}$ — суммарная выработка энергии ГЭС каскада.

Для оптимизации по критерию минимума расхода топлива цепочку (4.49) следует продолжить и установить связь

независимых переменных x с расходом топлива в энергосистеме:

$$x \rightarrow (N_{\text{ГЭС}}, H) \rightarrow \sum \mathcal{E}_{\text{ГЭС}i} \rightarrow \sum B_i.$$

Эта связь устанавливается через краткосрочные режимы энергосистемы и определяемые на их основе среднеинтервальные эквивалентные характеристики.

Модель оптимизации долгосрочных режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива с учетом ранее сказанного включает в себя два взаимосвязанных цикла оптимизации:

1) длительный цикл оптимизации (оптимизация долгосрочных режимов ГЭС при заданных среднеинтервальных эквивалентных характеристиках);

2) краткосрочный цикл оптимизации (оптимизация краткосрочных режимов энергосистем с целью построения среднеинтервальных эквивалентных характеристик).

Структура модели и алгоритма краткосрочной оптимизации изложена в гл. 7.

Структура модели и алгоритма долгосрочной оптимизации аналогична модели, приведенной в § 4.2, с небольшими отличиями, изложенными ниже.

Расчет целевой функции. Суммарный расход топлива в объединенной энергосистеме

$$f(x) = \sum_i B_i$$

будем представлять в виде суммы двух составляющих — расхода топлива в начальном режиме $B^{(0)}$ и изменений в расходе топлива $\sum_i \sum_v \Delta B_{i,v}$, которые происходят при оптимизации режима каскада ГЭС.

Изменения в расходе топлива между двумя итерациями для одного расчетного интервала вычисляем по формуле конечных приращений с использованием среднеинтервальных характеристик относительных приростов

$$\Delta B_{i,v} = - \sum_{j=1}^m \Delta N_{\text{ГЭС}ij,v} \frac{b_{ij(v-1)} + b_{ijv}}{2} \Delta t_i,$$

где $\Delta N_{\text{ГЭС}ij,v} = [N_{\text{ГЭС}ij}(\hat{x}^{(v)}) - N_{\text{ГЭС}ij}(\hat{x}^{(v-1)})]$ — приращение мощности j -й ГЭС в i -м интервале при переходе из одной граничной точки $\hat{x}^{(v-1)}$ в другую $\hat{x}^{(v)}$; $b_{ij(v-1)}$, b_{ijv} — значения среднеинтервальных относительных приростов соответственно в точках $\hat{x}^{(v-1)}$ и $\hat{x}^{(v)}$; Δt_i — длина i -го расчетного интервала.

Компоненты вектор-градиента вычисляются по формулам (4.9) и (4.10).

Общая последовательность расчетов. Сначала проводится расчет по критерию максимума выработки энергии ГЭС, в результате которого определяются среднеинтервальные показатели ГЭС — мощности, расходы воды, напоры и т. п. Затем для каждого расчетного интервала длительного цикла производятся расчеты оптимальных краткосрочных режимов энергосистемы и определяются по (4.40) среднеинтервальные характеристики λ_{ij} или b_{ij} .

Для сокращения трудоемкости расчетов определяют не по одному для каждого интервала значению λ_{ij} или b_{ij} , а серию этих значений для серии среднеинтервальных расходов и напоров ГЭС:

$$b_{ij}=f_1(Q_{гэс}, H) \text{ или } \lambda_{ij}=f_2(Q_{гэс}, H). \quad (4.50)$$

С этой целью рассчитывается несколько краткосрочных режимов в каждом интервале при варьировании значений $Q_{гэс}$ и H (изменяются расходы и напоры всех ГЭС). Возьмем для примера i -й интервал. Необходимо рассчитать краткосрочный режим для исходных значений расходов и напоров всех ГЭС и, кроме того, еще $2m$ краткосрочных режимов при некоторых поочередных отклонениях от исходных значений расходов и напоров всех ГЭС. Так как эти отклонения в расходах и напорах невелики, то расчет указанной серии краткосрочных режимов выполняется сравнительно быстро.

По полученным данным производится линейная аппроксимация зависимостей (4.50), в итоге получаем характеристику среднеинтервальных показателей.

Затем производится долгосрочная оптимизация по критерию минимума расхода топлива с использованием характеристик среднеинтервальных показателей. И лишь если режим ГЭС выходит за зону аппроксимации этих характеристик, то приходится последние корректировать на основе новой серии расчетов краткосрочной оптимизации.

Линейная аппроксимация зависимости (4.50) производится раздельно в зонах, где есть и где нет холостых сбросов воды через ГЭС, так как величина λ при этом существенно меняется (разрыв непрерывности характеристик).

Особенности недельной оптимизации режимов ГЭС. Из расчета долгосрочного режима по критерию максимума выработки энергии ГЭС определяются средние расходы воды через ГЭС в каждом интервале длительного цикла. Возникает дополнительная задача деления этой воды между четырьмя характерными сутками каждого интервала, т. е. возникает необходимость в решении задачи недельной оптимизации.

Если не учитывать изменения внутри недели уровней верхних бьефов ГЭС, то, как известно, оптимальным будет режим, при котором $\lambda = \text{const}$ во все дни недели.

Задача недельной оптимизации режимов энергосистемы с ГЭС решается в той же постановке и теми же методами, что и задача долгосрочной оптимизации, т. е. с использованием среднеинтервальных (в этом случае среднесуточных) характеристик. Линейные аппроксимации зависимости (4.50) производятся для каждых суток, далее находится недельный режим из условия $\lambda = \text{const}$, но с учетом всех режимных ограничений (решение находится методом проекции градиента). Часто оказывается, что для выходных дней множители λ меньше аналогичных множителей для рабочих дней из-за режимных ограничений.

Для расчета долгосрочных режимов берутся те множители λ , которые не обусловлены ограничениями. Именно для них строится аппроксимирующая зависимость среднеинтервальных характеристик, используемая при долгосрочной оптимизации.

4.6 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Рассмотренные выше модели, методы и алгоритмы расчета оптимальных длительных режимов ГЭС реализованы во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ в виде комплекса машинных программ на ЭВМ 3-го поколения.

Комплекс имеет универсальную структуру и состоит из ряда блоков, функционально и информационно связанных между собой.

Разработанные программы получили широкое практическое применение в отечественной энергетике; с помощью этих программ планируются режимы почти всех крупных каскадов СССР: Волжско-Камского (ЦДУ ЕЭС СССР, 7 ГЭС), Ангаро-Енисейского (ОДУ Сибири, 6 ГЭС), Днепроовского (ОДУ Юга, 6 ГЭС), ГЭС Колэнерго (РЭУ Колэнерго, 16 ГЭС в пяти каскадах), ГЭС ОДУ Казахстана, Карелэнерго, Таджикглавэнерго и т. д.

Успешно используются программы в НРБ для расчета режимов объединенной энергосистемы, в состав которой входят 16 ГЭС.

Ниже приводятся примеры расчетов, выполненных для реальных объектов и иллюстрирующих влияние различных факторов на результаты оптимизации.

Пример 1. Совместная и раздельная оптимизация режимов ГЭС Волжско-Камского каскада [48]. Целью проведенной серии расчетов была оценка снижения выработки энергии ГЭС Волжско-Камского каскада (рис. 4.3) из-за замены оптимизации режима всего каскада оптимизацией режимов отдельных групп ГЭС. Была принята следующая последовательность проведения расчетов: оптимизировался режим Рыбинской и Горьковской ГЭС (расчет 1); оптимизировался режим Камской и Воткинской ГЭС (расчет 2); оптимизировался режим Волж-

ской ГЭС имени XXII съезда КПСС с учетом результатов расчетов 1 и 2 (расчет 3); оптимизировался режим сети ГЭС Волжско-Камского каскада (расчет 4).

Относительное изменение выработки энергии каскада вычислялось по формуле

$$\delta = \frac{\mathcal{E}_4 - (\mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3)}{\mathcal{E}_4} 100,$$

где $\mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_4$ — суммарная выработка энергии в оптимальных режимах, полученная в результате проведения соответственно расчетов 1—4.

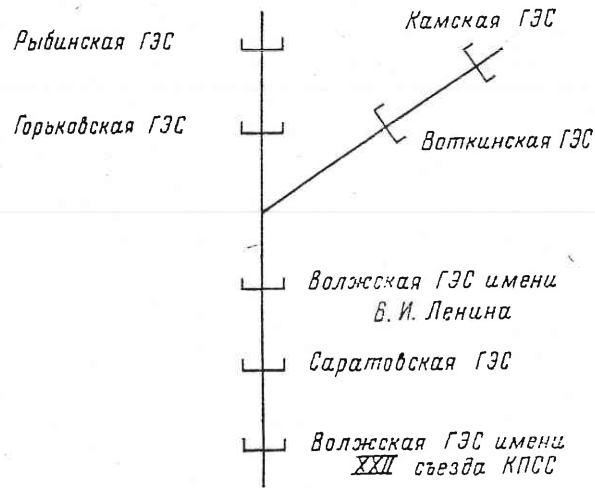


Рис. 4.3. Расчетная схема Волжско-Камского каскада

Перечисленные расчеты проводились для различных водностей реки — для обеспеченности годового стока в интервале от 10 до 90%.

Анализ полученных результатов показал, что изменения выработки энергии δ колеблются в пределах от 0,2 до 2,4% — это значительные для условий эксплуатации значения. Наибольшая разница в выработке энергии каскада наблюдается при 50%-ной обеспеченности стока. Это объясняется тем, что при малой и большой обеспеченностях стока режимы работы ГЭС в значительной мере являются вынужденными (при системе ограничений, соответствующей примерно 50%-ной обеспеченности стока).

При проведении данной серии расчетов неоднократно возникали ситуации, при которых система ограничений при оптимизации режима всего каскада ГЭС соблюдалась, а при отдельной оптимизации режимов отдельных групп ГЭС получались несовместные режимы (не выдерживался, например, заданный обводнительный попуск в район

Нижней Волги). Ввиду отсутствия характеристики ущербов из-за невыполнения ограничений такие расчеты из анализа исключались.

Пример 2. Сравнение оптимальных режимов ГЭС, рассчитанных по критериям минимума расхода топлива и максимума выработки электроэнергии на ГЭС. Расчеты режимов ГЭС в условиях избыточной приточности по критерию минимума расхода топлива в энергосистеме дают оптимальный вариант использования гидроресурсов. Однако расчеты по указанному критерию являются более трудоемкими, требующими значительного объема исходной информации (графики потребления для характерных суток, ограничения по ВЛ, характеристики оборудования тепловых станций и т. д.).

По этой причине в практике режимных расчетов наряду с расчетами по критерию минимума расхода топлива, в тех случаях когда требуется приближенное значение режима, могут проводиться расчеты по критерию максимума выработки электроэнергии ГЭС. Эти расчеты менее трудоемки, но имеют меньшую точность.

Анализовались режимы водохранилищ Волжско-Камского каскада, ГЭС которого работают в трех разных объединенных системах с большим количеством тепловых станций, соединенных между собой сложной электрической сетью.

Исходные данные (гидрографы, система режимных ограничений), взятые для расчета, отражают реальные условия, в которых каскад работал в период с октября 1973 по март 1974 г. На рис. 4.4 изображены режимы водохранилища Волжской ГЭС имени В. И. Ленина, рассчитанные по критериям максимума выработки гидроэнергии и минимума расхода топлива в энергосистеме. Это водохранилище является основным регулирующим водохранилищем Волжско-Камского каскада. Вследствие того что второе основное регулирующее водохранилище Волжского каскада — Рыбинское — было незаполнено в период весеннего половодья 1973 г., оптимизация режима его сработки не могла дать ощутимых результатов из-за жесткого режима попусков из водохранилища для неэнергетических водопотребителей и водопользователей. Таким образом, энергетические режимы трех Нижневолжских ГЭС — Волжской имени В. И. Ленина, Саратовской и Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС — почти полностью определились режимом Куйбышевского водохранилища.

Проведенные расчеты показали, что ведение уровня режима Куйбышевского водохранилища по оптимальной кривой (пунктир-

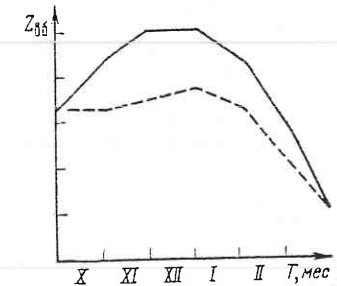


Рис. 4.4. Сравнение оптимальных режимов сработки и наполнения водохранилищ каскадов ГЭС, рассчитанных по критериям минимума расхода топлива (пунктирная линия) и максимума выработки гидроэнергии (сплошная линия)

ная линия), соответствующей критерию минимума расхода топлива, дает дополнительную экономию топлива относительно режима (сплошная линия), соответствующего критерию максимума выработки гидроэнергии, в размере 65 тыс. т условного топлива в год.

Пример 3. Оценка снижения выработки энергии гидроэлектростанциями и перерасхода топлива в энергосистеме из-за задержки в сработке водохранилищ в осенне-зимний период. В практике работы ЦДУ ЕЭС СССР в условиях неполной информации о нагрузках и при отсутствии достоверного прогноза стока на длительный предстоящий период (например, до одного года) в целях гарантированного энергообеспечения потребителей в наиболее напряженный период работы энергосистемы в условиях осенне-зимнего максимума нагрузки режим сработки водохранилищ ведется с некоторым запаздыванием по отношению к оптимальному режиму, рассчитанному при известных графиках нагрузки и по заданному гидрографу (режим максимальной экономии гидроресурсов).

Целью проведенного исследования была оценка потерь выработки электроэнергии и топлива в энергосистеме из-за запаздывания во времени сработки водохранилищ. При оптимизации использовались гидрографы 50%-ной обеспеченности.

Экономия гидроресурсов в каком-либо расчетном интервале осуществлялась путем ограничения сверху суммарной мощности ГЭС в данном интервале. Последовательность проведения расчетов была следующей:

оптимизировался режим работы каскада ГЭС без ограничений по суммарной среднеинтервальной мощности ГЭС (нулевой вариант);

оптимизировался режим работы каскада при ограничении суммарной мощности в первом расчетном интервале (первый вариант);

оптимизировался режим каскада при наличии ограничений в первом и втором интервалах (второй вариант), и так до седьмого варианта.

В табл. 4.1 представлены результаты проведенных расчетов (значения суммарных среднеинтервальных мощностей ГЭС, соответствующие оптимальным режимам просчитанных вариантов).

Как видно из приведенных данных, переход от любого варианта расчета к следующему приводит к увеличению мощности и выработки электроэнергии ГЭС в последующие интервалы расчетного периода (предшествующие весеннему половодью). Анализ хода уровней водохранилищ показал, что накопление запасов воды происходит на верхних ГЭС каскада.

Наиболее интенсивный рост расхода топлива вызывается экономией гидроресурсов в зимние месяцы (декабрь, январь). Необходимо отметить, что полученные потери выработки электроэнергии и перерасходы топлива вызваны только перераспределением выработки ГЭС внутри расчетного периода и не связаны с появлением дополнительных холостых сбросов.

Практические рекомендации по стратегии экономии ресурсов можно получить, сопоставляя полученные увеличения в расходе топлива с вероятными ущербами от недоотпуска электроэнергии, невыполнения требований прочих участников водохозяйственного комплекса при наступлении неблагоприятных условий в зимний период.

Пример 4. Анализ влияния времени добегающих расходов воды на оптимизацию длительных режимов ГЭС. Как уже отмечалось выше, имеется три способа ведения водобалансовых расчетов каскадов ГЭС: по динамическим объемам водохранилищ, по статическим объемам водохранилищ при разных t для каждого временного интервала и по статическим объемам водохранилищ при $t=0$.

Расчеты проводились по второму и третьему способам на примере каскада из семи ГЭС. Исследовался вопрос степени влияния времени добегающих t между отдельными ступенями каскада на результат оптимизационных расчетов.

Начало водохозяйственного года принималось с момента наполнения водохранилищ после весеннего половодья, т. е. с июля месяца. В качестве расчетного интервала был принят месяц для периода межени и 15 сут для периода половодья (апрель, май, июнь).

Расчеты проводились на заданные гидрографы бытового расхода и боковой приточности, соответствующие году средней водности.

Сопоставлялись расчеты оптимальных режимов каскада для семи вариантов t . Значения времени добегающих расходов в первом варианте t даны в табл. 4.2. Последующие варианты получились путем уменьшения соответствующих значений t на одни сутки. В последнем, седьмом варианте все значения t равны нулю, т. е. условно предполагалось, что в реальности между ступенями каскада добегающие отсутствуют.

Таблица 4.1

№ варианта	Суммарные среднеинтервальные мощности ГЭС по месяцам, МВт									Э _{ГЭС} , млн. кВт·ч	В, тыс. т условного топлива
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март		
0	2809	2973	3002	3157	3017	3499	3169	3074	2625	32 258	0
1	1982	3260	3111	3251	3105	3525	3244	3090	2698	32 207	68
2	1983	2685	3225	3339	3175	3594	3272	3166	2752	32 150	86
3	1983	2685	2688	3479	3287	3633	3321	3214	2831	32 115	98
4	1983	2686	2688	2693	3433	3779	3480	3328	2954	32 077	124
5	1984	2685	2687	2692	2712	3936	3594	3451	3114	31 965	151
6	1983	2685	2688	2693	2713	2738	3931	3770	3476	31 874	273
7	1983	2686	2688	2693	2713	2738	2742	4134	3950	31 741	431

Таблица 4.2

№ интервала	Время добегания расходов в варианте τ_1 , сут						
	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	ГЭС-4	ГЭС-5	ГЭС-6	ГЭС-7
1	0	2	—	3	2	1	—
2	—	2	—	2	2	—	—
3	—	3	—	3	1	—	—
4	—	3	—	3	1	—	—
5	—	3	—	3	—	—	—
6	—	2	—	2	—	—	—
7	—	2	—	2	—	—	—
8	—	2	—	2	—	—	—
9	—	3	—	3	—	—	—
10	—	4	—	4	1	1	—
11	—	5	—	5	3	2	—
12	—	6	—	6	3	2	—
13	—	6	—	6	3	2	—
14	—	5	—	5	3	2	—
15	—	3	—	3	2	1	—

Была принята следующая последовательность расчетов: проводилась оптимизация режима работы каскада ГЭС при $\tau=0$ (седьмой вариант), определялись оптимальный ход уровней водохранилищ $Z_{\text{опт}}$ и суммарная выработка гидроэнергии;

для оптимального хода уровней водохранилищ $Z_{\text{опт}}$ подсчитывалась суммарная выработка гидроэнергии \mathcal{E}_1 при $\tau=\tau_1$;

для варианта $\tau=\tau_1$ проводилась оптимизация режима работы каскада ГЭС и определялось значение суммарной выработки гидроэнергии $\mathcal{E}_1^{\text{опт}}$.

Потеря энергии в процентах определялась по формуле

$$\delta_1 = \frac{\mathcal{E}_1^{\text{опт}} - \mathcal{E}_1}{\mathcal{E}_1} 100.$$

По аналогичной схеме оценивались потери в энергии для остальных случаев.

Результаты расчетов приведены на рис. 4.5 и в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Вариант времени добегания	\mathcal{E}_1 , млн.кВт·ч	$\mathcal{E}_1^{\text{опт}}$, млн.кВт·ч	δ_1 , %
τ_1	29 125	29 361	0,8
τ_2	29 187	29 498	0,373
τ_3	29 350	29 414	0,22
τ_4	29 477	29 441	0,216
τ_5	29 434	29 453	0,06
τ_6	29 450	29 462	0,0418

Потери в выработке энергии на гидроэлектростанциях при оптимизации длительных режимов в зависимости от погрешностей в задании времени добегания в пределах от одних до шести суток вызывают потери в выработке энергии на гидроэлектростанциях в пределах от 0,04 до 0,08%.

Пример 5. Влияние ошибок в задании суточных графиков потребления и мгновенных характеристик относительных приростов тепловых станций на расчет среднеинтервальных характеристик ГЭС. При планировании режимов ГЭС на длительный период большая часть информации является прогнозируемой. В первую очередь это относится к суточным графикам потребления и характеристикам относительных приростов ТЭС.

Ставится задача: оценить ожидаемую погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик тепловых станций. Исследования проводились на примере двух различных энергообъединений — ОЭС Юга и ЕЭС СССР.

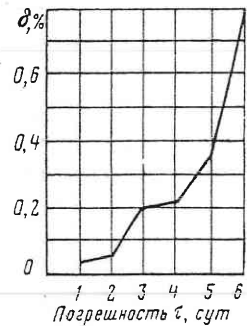


Рис. 4.5. Зависимость потерь в выработке энергии каскада ГЭС в зависимости от погрешности в задании времени добегания

Таблица 4.4

№ ГЭС	Относительная погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик, вызванная неточностью задания графика нагрузки, %		
	Ошибка в потреблении 1 %	Ошибка в потреблении 3%	Ошибка в потреблении 5 %
ЕЭС СССР			
ГЭС-1	0,6	12,3	23,4
ГЭС-2	0,85	11,6	22,4
ГЭС-3	0,43	10,5	21,4
ГЭС-4	0,32	11,2	22
ГЭС-5	0,43	10,1	22
ГЭС-6	0,22	9,8	22
ГЭС-7	0,32	10,4	22
ОЭС Юга			
ГЭС-1	1,7	2,8	4,6
ГЭС-2	1,6	2,7	4,6
ГЭС-3	1,6	2,8	4,5
ГЭС-4	1,7	2,8	4,5
ГЭС-5	1,6	2,8	4,5
ГЭС-6	1,7	2,7	4,6

№ ГЭС	Относительная погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик, вызванная неточностью задания характеристик относительных приростов тепловых узлов, %	
	Ошибка в задании 5 %	Ошибка в задании 10%
ЕЭС СССР		
ГЭС-1	3,3	14,8
ГЭС-2	5,4	15,1
ГЭС-3	6,4	15,3
ГЭС-4	5,8	15,8
ГЭС-5	5,5	15,4
ГЭС-6	3,5	14,8
ГЭС-7	5,7	15,3
ОЭС Юга		
ГЭС-1	1,6	2,8
ГЭС-2	1,6	2,7
ГЭС-3	1,5	2,8
ГЭС-4	1,5	2,7
ГЭС-5	1,6	2,7
ГЭС-6	1,5	2,8

Цель следующей серии расчетов заключалась в оценке погрешности в расчете среднеинтервальных характеристик, вызванной неучетом в расчетах ограничений по нагрузке ВЛ. Расчеты велись для раз-

Таблица 4.6

№ ГЭС	Относительная погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик из-за неучета ограничений по нагрузке ВЛ, %	
	Первый вариант графика нагрузки	Второй вариант графика нагрузки
ГЭС-1	0,16	1,5
ГЭС-2	0,16	1,8
ГЭС-3	0,78	3,1
ГЭС-4	0,35	2,4
ГЭС-5	0,2	2,2
ГЭС-6	1,9	2,4
ГЭС-7	1,8	2,3

ных условий загрузки ВЛ. Исследования показали (табл. 4.6), что погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик, вызванная неучетом ограничений по ВЛ, может колебаться в пределах от 0,16 до 3,1% в зависимости от режима нагрузки ВЛ.

ЕЭС СССР в расчетах представлялась эквивалентной схемой, состоящей из семи гидроэлектростанций, десяти теплоэлектростанций и одиннадцати контролируемых ВЛ. ОЭС Юга представлялась эквивалентной схемой, состоящей из шести ГЭС и одной ТЭС.

Оптимизация суточных режимов проводилась для нескольких вариантов суммарного графика потребления:

вариант 1 — исходный график потребления;

вариант 2 — потребление во все часы по сравнению с исходным графиком увеличено на 1%;

вариант 3 — потребление увеличено на 3%;

вариант 4 — потребление увеличено на 5%.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.4 и на рис. 4.6.

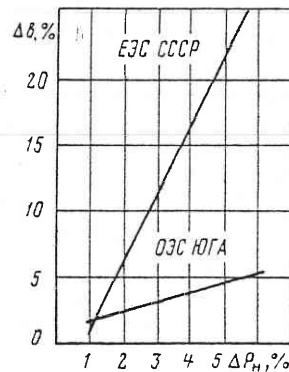


Рис. 4.6. Погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик в зависимости от погрешности в задании графиков потребления

Погрешность в расчете среднеинтервальных характеристик для ЕЭС СССР примерно в 5 раз больше, чем для ОЭС Юга. Последнее обстоятельство объясняется принятым в расчете большим резервом мощности в ОЭС Юга по сравнению с резервом мощности ЕЭС СССР. Зависимость погрешности в расчете среднеинтервальных характеристик от значения ошибок в задании графика потребления как для одной, так и для другой системы имеет одинаковый характер, близкий к линейному.

Следующая серия расчетов проводилась с целью выяснить влияние неточности в задании характеристик относительных приростов теплоэлектростанций на вычисление среднеинтервальных характеристик ГЭС.

Ошибки в задании характеристик вносились в разные узлы электрической схемы и разной величины. Рассматривались два варианта:

в трех узлах электрической схемы исходные характеристики пересчитывались на новый максимум нагрузки, увеличенный на 5%;

в тех же узлах исходные характеристики пересчитывались на новый максимум нагрузки, увеличенный на 10%.

Результаты расчетов приведены в табл. 4.5.

Для ЕЭС СССР изменение исходных характеристик на 5—10% вызывает примерно такое же изменение в вычислении среднеинтервальных характеристик ГЭС, для ОЭС Юга те же изменения в исходных характеристиках ТЭС вызывают в 3 раза меньшее изменение в вычислении среднеинтервальных характеристик ГЭС. Это говорит о том, что выработка требований к точности задания исходной информации должна производиться с учетом особенностей работы конкретной энергосистемы.

ОПТИМАЛЬНЫЕ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ГРАФИКИ ВОДОХРАНИЛИЩ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

5.1 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ГРАФИКОВ ВОДОХРАНИЛИЩ

Основные определения. Несмотря на вероятностный характер долгосрочного прогноза речного стока, рекомендации по практическому ведению режимов водохранилищ должны быть однозначными. Именно в этом заключаются принципы диспетчеризации режимов водохранилищ, реализуемые в форме диспетчерских графиков. Далее диспетчерскими графиками будем называть режимные рекомендации, представленные не только в графической, но и в табличной или аналитической форме. В них рекомендации по режимам водохранилищ ставятся в зависимости лишь от той информации, которая бывает известна однозначно к любому рассматриваемому моменту времени.

С математической точки зрения диспетчерский график представляет собой систему оптимальных управляющих функций и дает синтез (набор) оптимальных решений для условий любой водности и на любой момент времени в пределах цикла регулирования водохранилищ.

На рис. 5.1 изображена общепринятая в существующей практике в СССР и за рубежом схема разделения объема водохранилища на характерные зоны диспетчерского графика.

Зона I изображает неиспользуемый объем водохранилища, расположенный ниже уровней водозаборов (так называемый мертвый объем, характеризуемый уровнем мертвого объема УМО).

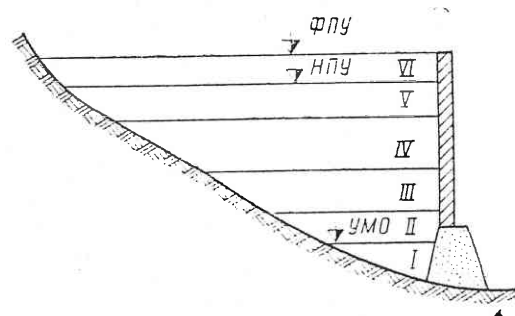


Рис. 5.1. Схема разделения объема водохранилищ на характерные зоны диспетчерского графика водохранилища

Зона II изображает зону перебоев, при попадании в которую отдача должна назначаться ниже гарантированной. Часто внутри этой зоны выделяют подзоны — наносят линии перехода на разные пониженные отдачи.

Зона III гарантированного режима является наиболее ответственной зоной, где назначается гарантированная отдача воды или мощности. При гарантированных отдачах обеспечивается нормальное (но минимальное) водообеспечение или энергообеспечение. В частности, для ГЭС такая отдача определяется покрытием графика нагрузки при работе ГЭС с максимально возможной их мощностью.

Внутри зоны III также возможна разбивка на подзоны. Например, для водохранилищ многолетнего регулирования иногда (практика США) выделяются подзоны 1-го, 2-го и т. д. лет маловодного цикла. Линии, ограничивающие зону III, называют верхней и нижней линиями гарантированного режима. В случае многих участников ВХК для каждого из них будут свои подзоны и свои линии в зоне гарантированного режима.

В зоне IV возможно повышение отдач сверх гарантированных (зона избыточных отдач). Обычно такое повышение отдач дает дополнительный эффект лишь в энергетике, поэтому режимы водохранилищ в этой зоне имеют, главным образом, энергетический характер. В этой зоне выделяют подзоны с разными значениями мощности ГЭС $N_{гэс}$ — от гарантированной до полной мощности. Линию перехода на полную мощность часто называют противосбросной линией (она не допускает неоправданные холостые сбросы воды).

Зона V имеет место у водохранилищ, используемых для защиты нижнего бьефа ГЭС от наводнений. В этой зоне назначаются максимальные допустимые расходы воды в нижний бьеф. Линия, разделяющая зоны IV и V, есть нижняя линия зоны максимальных допустимых расходов воды в нижний бьеф ГЭС.

Зона VI, располагающаяся выше НПУ, — это зона повышенных холостых сбросов. В ней по условию безопасности гидросооружений открыты все водосливы. В верхней части этой зоны иногда выделяют подзону, в которой дополнительно включается сброс воды через шлюзы. Форсированный подпертый уровень (ФПУ) не должен превышать в условиях любой водности.

Очевидно, и в зоне наводнений можно выделять подзоны с постепенным наращиванием открытых затворов водосливов.

Изображенные на рис. 5.1 зоны не постоянны внутри года, а изменяют свое взаимное расположение по характерным фазам года — в пределах летней и осенней межени, весеннего половодья. Кроме того, эти зоны даже в любой фиксированный момент времени могут изменяться в зависимости от прогнозируемых или предшествующих расходов реки, а иногда и некоторых значений стокообразующих факторов.

Основное значение в диспетчерском графике имеют характерные линии, разделяющие изображенные зоны. На этих линиях происходит изменение стратегии управления водохранилищами. Задание этих линий означает и задание порядка распределения воды между участниками ВХК.

Положение указанных характерных линий диспетчерского графика зависит от назначения гидроузла, регулирующих возможностей его водохранилища, характеристик речного стока, принятой стратегии ведения режимов и других факторов. Например, стремление повышать гарантированную отдачу входит в противоречие со стремлением наибольшего использования стока, и поэтому должно выбираться целесообразное компромиссное решение.

Гарантированные отдачи для энергетики и других участников ВХК в общем случае значительно изменяются внутри года; они также могут изменяться и от года к году. Гарантированные отдачи воды для энергетики, кроме того, изменяются с изменением наполнения водохранилища (напора ГЭС).

Для систем водохранилищ основные положения рассмотренных зон и линий диспетчерских графиков сохраняются, но в усложненном виде, что связано с рациональным распределением тех или иных функций между гидроузлами.

Критерии построения диспетчерских графиков. Задача построения диспетчерского графика является многокритериальной задачей, к тому же еще при вероятностной исходной информации. Должны учитываться такие частные критерии: безопасность гидросооружений, защита нижнего бьефа от наводнений, надежность энерго- и водоснабжения, характеризуемая выдачей гарантированных отдач, смягчение перебоев в зоне перебоев, экономичность работы гидроузла в зоне избыточных отдач.

Могут быть следующие два принципиально различающихся подхода к решению этой многокритериальной задачи:

а) свертывание векторного критерия в скалярный на основе стоимостной оценки экономичности режима и ущербов от пониженных ниже гарантированных и повышенных сверх допустимых по нижнему бьефу и водосливам отдач из водохранилищ;

б) использование принципа приоритета критериев.

Проблема стоимостных оценок ущербов от дефицитов или избытков воды является сложной и в значительной мере не решенной. Лучше обстоит дело со стоимостной оценкой ущербов от дефицитов энергоснабжения из-за маловодья; однако и по этим ущербам исследования не завершены. Со стоимостной оценкой ущербов от дефицитов воды у неэнергетических участников ВХК дело обстоит значительно хуже. Кроме того, в ряде случаев стоимостная оценка ущербов вообще невозможна, например при наводнениях, если последние угрожают человеческим жизням. Поэтому на практике обычно используют второй, приоритетный подход на основе вероятностных критериев расчетной обеспеченности. При этом единый универсальный критерий минимума суммарных народнохозяйственных издержек $\Sigma И$ заменяется критериями двух видов: критерием экономичности — математическое ожидание издержек (без ущербов) должно быть минимальным; критериями безопасности и надежности — интегральные вероятности дефицитов или избытков воды, вызывающих ущербы (например, при наводнениях) или опасных для гидросооружений, должны быть не ниже заданных нормативов.

Критерии безопасности и надежности в данной многокритериальной задаче учитываются в форме ограничений и выполняются в первую очередь. Во вторую очередь выполняется критерий экономичности. Такая очередность выполнения критериев определяется последствиями, которые влечет за собой их невыполнение.

В энергетике расчетной обеспеченностью обычно нормируется выдача от ГЭС среднеинтервальных мощностей не ниже гарантированных. Снижение мощностей ГЭС ниже гарантированных вызывает дефициты энергоснабжения (обозначим их через D_3), поэтому с целью смягчения последствий дефицитов нормируются вероятности обеспечения как гарантированных, так и пониженных мощностей. Обычно рассматривают два значения пониженных отдач и отвечающих им дефицитов мощности D_{32} и D_{33} (где $D_{33} > D_{32}$) и нормируют вероятности из неперевышения. Таким образом, для ГЭС задаются три вероятностных норматива — вероятность неперевышения нулевого дефицита $D_{31} = 0$ (P_{31}) и вероятности неперевышения дефицитов

$D_{э2}$ и $D_{э3}$ (соответственно значения $P_{э2}$ и $P_{э3}$). Должно быть $P_{э1} < P_{э2} < P_{э3}$, т. е. в первую очередь соблюдается вероятностный критерий по $D_{э3}$, затем — по $D_{э2}$, а потом — по $D_{э1}$, т. е. по гарантированным мощностям ГЭС.

Для неэнергетических водопотребителей и водопользователей устанавливают аналогичные нормативы надежности. Например, для ирригации будем иметь соответствующие значения $D_{ор1}$, $P_{ор1}$, $D_{ор2}$, $P_{ор2}$, $D_{ор3}$, $P_{ор3}$. То же самое можно записать для судоходства и рыбного хозяйства.

Для защиты нижнего бьефа от наводнений должен выдерживаться с вероятностью P_n расход воды в нижний бьеф, не больший некоторого заданного. Здесь по аналогии с предыдущими случаями дополнительно можно было бы рассматривать критерии смягчения наводнений, что, однако, на практике обычно не делается.

Вероятностью $P_з$ учитывают непревышение по условиям безопасности гидросооружений предельного максимального расхода воды через гидроузел.

Для водохранилища комплексного назначения должны совместно рассматриваться критерии надежности по каждому участнику комплекса. Пусть, например, водохранилище ГЭС обслуживает энергетику, ирригацию, судоходство, а также выполняет функции защиты от наводнений. Для такого водохранилища должны соблюдаться следующие 11 критериев надежности и безопасности: $P_{э1}$, $P_{э2}$, $P_{э3}$, $P_{ор1}$, $P_{ор2}$, $P_{ор3}$, $P_{с1}$, $P_{с2}$, $P_{с3}$, P_n , $P_з$. Очередность выполнения этих критериев — в порядке уменьшения нормативов. Лучший по критерию экономичности режим ГЭС следует искать только среди тех возможных режимов, для которых выполняются указанные 11 критериев надежности и безопасности, что имеет место в так называемых условиях избыточной приточности.

Таким образом, для расчета диспетчерских графиков нужно знать расчетную обеспеченность P . Хотя значения P должны обосновываться экономическим расчетом на основе анализа ущербов, практически расчетные обеспеченности обычно задаются нормативно. Очевидно, нормативное задание величин P есть принципиально то же самое, что и нормативное задание ущербов, хотя по процедуре расчетов разница может быть большой.

Метод построения диспетчерских графиков по критериям экономичности и надежности требует более сложных и трудоемких расчетов, чем при стоимостной оценке ущербов. Поэтому, как отмечалось в [9, 68], *более целесообразно строить диспетчерские графики на основе нормативного задания ущербов, чем на основе нормативных*

расчетных обеспеченностей. При нормативном задании ущербов, кроме того, может быть использована хотя и неполная, но все же имеющаяся информация об ущербах. Очевидно, нормативам ущербов соответствуют некоторые нормативы по обеспеченности. Однако пока такой подход при построении диспетчерских графиков не используется, и поэтому далее методы решения даются как для единого стоимостного критерия, так и для случая отдельного учета вероятностных критериев безопасности и надежности.

Следует сделать замечание относительно области применения критерия математического ожидания для стоимостных показателей. Для исходной информации, заданной вероятностью, критерий математического ожидания правомерен, потому что предполагается многократная случайная реализация этой исходной информации. Тогда согласно закону больших чисел в среднем по реализациям реальные издержки будут приближаться к их математическому ожиданию. Но если реализации удалены во времени (например, при многолетнем регулировании стока), то критерий математического ожидания может быть менее желателен технологу, так как его интересует обстановка в ближайшем году. В этом случае вместо критерия математического ожидания могут применяться [4] некоторые критерии теории игр. Целесообразность перехода к этим критериям возрастает, если наряду с вероятностной имеется и неопределенная исходная информация, например по ущербам.

Способы учета вероятностной исходной информации. В диспетчерских графиках обычно учитывается только основная для ГЭС вероятностная информация о речном стоке.

Возможны два способа учета этой вероятностной информации: явный подход, при котором в расчетах участвуют непосредственно стоковые функции распределения вероятностей, и неявный подход, когда расчеты ведутся по серии гидрографов, посредством которых осуществляется приближенная вероятностная характеристика стока [55, 69]. В последнем подходе в качестве расчетной выборки из γ гидрографов может применяться как непосредственно стоковый ряд наблюдений, так и удлиненный с помощью метода Монте-Карло ряд.

Необходимость в вероятностном описании стока выборкой гидрографов возникает обычно в случаях расчета режимов и диспетчерских графиков системы совместно работающих водохранилищ, когда использование стоковых функций распределения вероятностей оказывается невозможным из-за большой трудоемкости вычислений.

Под одним гидрографом будем понимать календарную последовательность на весь расчетный период t_1-t_{d+q} бытовых расходов для всех анализируемых створов одной реки или нескольких рек. При этом математическое ожидание суммарных издержек можно будет определять путем расчетов издержек по каждому из v гидрографов с последующим вычислением средних издержек.

Точное значение интеграла математического ожидания суммарных издержек может быть вычислено лишь на основе бесконечной совокупности возможных гидрографов.

Из вычислительной математики известна система оценок, которая позволяет для всякой наперед заданной погрешности вычисления интегралов определять минимально необходимое число случайных реализаций (в данном случае — расчетных гидрографов). Однако если гидрографы брать случайным образом, то минимально необходимое их число оказывается весьма большим. По большому числу расчетных гидрографов строить диспетчерские графики также весьма трудоемко. Поэтому целесообразно производить направленное моделирование — по специальному алгоритму получать наилучшую выборку из v гидрографов, по которой затем будут построены диспетчерские графики водохранилищ.

Задача получения наилучшей выборки из v гидрографов может быть сформулирована так: требуется получить такую выборку с заданным числом членов v , чтобы погрешность вычисления по ней математического ожидания издержек и интегральных режимных показателей была минимальной.

Традиционные методы проектных водноэнергетических расчетов и построения диспетчерских графиков [33] также основываются на расчетных выборках гидрографов. При этом обычно используется предыдущий ряд стоковых наблюдений или же отдельные части этого ряда в зависимости от той зоны диспетчерского графика, которая определяется. Так, зона гарантированного режима строится по серии расчетных маловодных гидрографов, зона борьбы с наводнениями — по расчетным многоводным годам и т. п. Расчетные гидрографы обычно выбираются по кривым распределения объемов годового стока (берутся годы требуемой зоны вероятностей). Далее для каждого объема стока берется несколько характерных гидрографов внутригодового распределения стока.

Указанные способы определения расчетных выборок гидрографов могут применяться и при выборке из удлиненного стокового ряда. Эти способы пока не до конца регуляризованы, т. е. в них используются также опыт и интуиция технолога. По-видимому, последнее является и некоторым достоинством этих способов, так как учет всего множества влияющих факторов невозможен без человека. Однако, конечно, желательны и разработки регулярных методов такого выбора.

Помимо речного стока при определении диспетчерских графиков целесообразен учет случайного или даже час-

тично неопределенного характера и другой исходной информации — энергопотребления, располагаемых мощностей ТЭС и др. Эта информация должна быть задана в виде серий равновероятных значений (аналог расчетной выборки гидрографов). Далее при расчетах диспетчерских графиков несложно по аналогии с расчетом речного стока определять математические ожидания издержек путем вычисления средних значений как по стоковому ряду, так и по вероятностным рядам других показателей исходной информации.

Основные способы построения диспетчерских графиков. Наиболее точным способом построения диспетчерских графиков является построение с использованием того или иного оптимизационного метода на основе стоковых функций распределения вероятностей. Однако, как будет показано далее, такой способ применим в основном для одних водохранилищ длительного регулирования и лишь для частных случаев системы водохранилищ.

Другие оптимизационные способы основываются на неявном вероятностном описании стока выборкой гидрографов. В этом случае возможны два различающихся подхода. При первом подходе с использованием какого-либо оптимизационного метода непосредственно отыскиваются оптимальные управляющие функции заданной структуры по критерию минимума средневзвешенных затрат на расчетной выборке гидрографов. При втором подходе проводятся детерминированные оптимизационные расчеты по каждому гидрографу выборки и далее путем статистической обработки полученных результатов определяются оптимальные управляющие функции. Оба подхода, основанных на расчетной выборке гидрографов, ориентированы, главным образом, на системы водохранилищ длительного регулирования.

При построении диспетчерских графиков, как ранее указывалось, помимо критерия оптимальности учитываются режимные ограничения, в том числе и в вероятностной форме. В расчетах по стоковым функциям распределения вероятностей эти ограничения учитываются с помощью формулы полной вероятности. В расчетах же по выборке гидрографов они могут учитываться проведением соответствующих огибающих хода уровней водохранилищ для критичных по рассматриваемому ограничению гидрографов. Заметим, что в существующих способах построения диспетчерских графиков [33] использование огибающих хода уровней водохранилищ является основным.

Остановимся кратко на использовании имитационных моделей для составления диспетчерских графиков, получивших широкое распространение за рубежом. Эти модели реализуют метод «проб и ошибок». Например, при произвольно заданном положении характерных линий диспетчерских графиков имитируется работа системы для лет разной водности (например, с помощью рассмотренного в гл. 9 алгоритма расчета режимов гидростанций на заданные параметры). Изменяя положение этих линий и повторяя имитацию, технолог на основе своего опыта и интуиции находит наилучшее решение. Такой подход особенно целесообразен для неэнергетических участников ВХК, по которым трудно иметь стоимостные оценки целевой функции. Для энергетики он может быть полезен для уточнения линий гарантированного режима и перебоев, получаемых упрощенным оптимизационным подходом. Но для зоны избыточных отдач более предпочтителен оптимизационный подход.

Рассмотрим оценку эффективности, получаемую тем или иным способом построения диспетчерских графиков. Такая оценка необходима при использовании имитационных моделей.

Основой такой оценки является регулирование по диспетчерскому графику серии гидрографов. Имея два графика и проведя указанное регулирование гидрографов по каждому графику, можно построить кривые продолжительности (аналог кривых распределения) разниц в показателе (или показателях) эффективности обоих графиков. Эта кривая распределения разниц, а также подсчитанное среднее значение разницы и будут наиболее полно характеризовать сравнительную эффективность диспетчерских графиков.

Очень полезно сопоставление расчетов серии гидрографов по диспетчерскому графику с детерминированными расчетами по каждому гидрографу. Получающаяся при этом разница в показателях эффективности характеризует потери из-за неполного предвидения речного стока.

5.2 РАСЧЕТЫ МЕТОДОМ ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ГРАФИКОВ ДЛЯ ОДИНОЧНЫХ ВОДОХРАНИЛИЩ НА ОСНОВЕ СТОКОВЫХ ФУНКЦИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ

Решение для водохранилища ГЭС при однозначных краткосрочных гидропрогнозах и наличии стоимостной оценки ущербов от дефицитов энергоснабжения. Рассмотрим водохранилище ГЭС, используемое только в энерге-

тических целях. Расчетный период времени t_1-t_{d+1} разделен на d дискретных интервалов в общем случае разной длительности. Критерием оптимальности диспетчерского графика, определенного для периода t_1-t_{d+1} , будет условие получения минимума математического ожидания суммарных приведенных эксплуатационных издержек

$$MI_1^{d+q} = \left(M \sum_{i=1}^d I_i^{i+1} \frac{1}{(1+p)^{t_i-t_1}} \right) + \frac{1}{(1+p)^{t_{d+1}-t_1}} M \sum_{i=d+1}^{d+q} I_i^{i+1} \frac{1}{(1+p)^{t_{d+1}-t_i}} \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

где M — символ математического ожидания; I_i^{i+1} — эксплуатационные издержки в i -м интервале; p — нормативный коэффициент эффективности (член $\frac{1}{1+p}$ служит для приведения по формуле сложных процентов разновременных затрат к начальному моменту времени).

Приведение затрат во времени рекомендуется производить при построении диспетчерских графиков для водохранилищ многолетнего регулирования.

В (5.1) издержки суммируются как за расчетный период времени t_1-t_{d+1} (первый член формулы), так и за период последствия $t_{d+1}-t_{d+q}$ (второй член формулы, который далее будет рассмотрен более подробно).

В состав издержек I включаем топливные затраты V и ущербы U от дефицитов энергоснабжения вследствие ограничений выработки ГЭС ниже гарантированной из-за маловодий. Предполагаем заранее определенными для каждого интервала времени зависимости V и U от среднеинтервальной мощности и напора ГЭС. Ограничения в форме неравенств (кроме ограничений по W или $Z_{вб}$) учитываются штрафами, которые включаются в состав суммарных издержек.

Для возможности применения метода динамического программирования критерий оптимальности (5.1) переписывается в виде рекуррентной формулы для любого i -го интервала:

$$MI_i^{d+q} = MI_i^{i+1} + \frac{1}{(1+p)} MI_{i+1}^{d+q} \rightarrow \min, \quad (5.2)$$

где MI_i^{d+q} и MI_{i+1}^{d+q} — суммарные эксплуатационные издержки соответственно в периоды t_i-t_{d+q} и $t_{i+1}-t_{d+q}$.

Сначала рассматриваем решение при описании речного стока простым марковским процессом, заданным функциями перехода [20, 68]

$$F(Q_{pi}|Q_{p(i-1)}). \quad (5.3)$$

Предполагаем наличие практически однозначного гидропрогноза заблаговременностью только на один расчетный временной интервал: к моменту t_i предсказывается ожидаемый в i -м интервале расход реки Q_{pi} . Для большинства рек СССР такой прогноз на срок декада — месяц обычно имеется. На более длительный период речной сток прогнозируется вероятностно функциями перехода (5.3).

Расчет оптимального диспетчерского графика заключается в определении по критерию (5.2) для каждого i -го расчетного интервала оптимальных управляющих функций вида

$$Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i}), \quad (5.4)$$

дающих для любых $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$ оптимальный уровень водохранилища к концу интервала. Уровень $Z_{вб i}$ известен к моменту t_i , расход реки прогнозируется к моменту t_i . Таким образом, по управляющим функциям вида (5.4) можно вести режим водохранилища в условиях любой водности реки, располагая лишь прогнозом стока на один предстоящий интервал времени.

Так как на основе $Z_{вб i}$, $Z_{вб(i+1)}$ и $Q_{p i}$ однозначно определяются любые другие режимные параметры ГЭС (мощность, расход воды в нижний бьеф и т. п.), то вместо (5.4) можно, например, брать функции оптимальных мощностей ГЭС в интервале:

$$N_{гэс i}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i}). \quad (5.5)$$

Диспетчерские графики вида (5.5) ближе соответствуют по форме применяемым сейчас в проектной практике графикам [33].

При наличии однозначного гидропрогноза на предстоящий расчетный интервал времени критерий оптимальности (5.2) имеет более простой вид:

$$M^* I_i^{d+q} = I_i^{i+1} + \frac{-1}{(1+p)} M I_{i+1}^{d+q} \rightarrow \min. \quad (5.6)$$

Здесь вместо $M I_{i+1}^{d+q}$ берется I_i^{i+1} (так как расход ре-

ки известен) и в отличие от (5.2) издержки $M^* I_i^{d+q}$ записаны со звездочкой.

Очевидно, что издержки I_i^{i+1} будут являться функцией только от $Z_{вб i}$, $Q_{p i}$ и $Z_{вб(i+1)}$.

Суммарные издержки $M I_{i+1}^{d+q}$ будут являться функцией $Z_{вб(i+1)}$ и $Q_{p i}$; зависимость $M I_{i+1}^{d+q}$ от $Z_{вб(i+1)}$ очевидна, а зависимость $M I_{i+1}^{d+q}$ от $Q_{p i}$ обусловлена тем, что расходы реки в $(i+1)$ -м интервале, характеризующиеся функцией перехода $F(Q_{p(i+1)}/Q_{p i})$, зависят от $Q_{p i}$ как от параметра.

Рассмотрим решение задачи для i -го интервала, предполагая как-то заданной функцию последействия

$$M I_{i+1}^{d+q} = f(Q_{p i}, Z_{вб(i+1)}). \quad (5.7)$$

Для некоторых фиксированных значений $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$ оптимальное значение $Z_{вб(i+1)}$ (или оптимальная мощность $N_{гэс(i+1)}^{opt}$) находится путем минимизации функции $M^* I_i^{d+q}(Z_{вб(i+1)})$ от одной переменной, что может быть выполнено перебором, т. е. путем сопоставления значений $M^* I_i^{d+q}$ для разных $Z_{вб(i+1)}$, просматриваемых с малым шагом ΔZ в допустимом диапазоне их изменения.

Процедура подбора значений $Z_{вб(i+1)}^{opt}$ повторяется для разных $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$, обычно задача решается для серий из 5 — 10 значений каждой из указанных переменных. Для ускорения подбора $Z_{вб(i+1)}^{opt}$ рекомендуется в качестве первого приближения использовать результат решения для ближайших значений $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$.

В результате рассмотренного решения определится искомая зависимость (5.4) и (5.5) и попутно определится функция

$$M^* I_i^{d+q} = f(Z_{вб}, Q_{p i}), \quad (5.8)$$

в качестве которой для каждого значения $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$ берется значение $M^* I_i^{d+q}$, соответствующее оптимальной отметке $Z_{вб(i+1)}^{opt}$, т. е. берутся минимизируемые издержки $M^* I_i^{d+q}$.

Далее вычисляем функцию

$$M I_i^{d+q} = f(Z_{вб i}, Q_{p(i-1)}) = \int_0^1 M^* I_i^{d+q} dF(Q_{p i}|Q_{p(i-1)}), \quad (5.9)$$

используя приближенное интегрирование, например, по формуле трапеций.

Последняя функция аналогична функции последствия (5.7), но относится к моменту времени t_i .

Имея функцию (5.9) вместо (5.7), по изложенному выше алгоритму легко выполнить решение для интервала $t_{i-1}-t_i$, при этом попутно можно определить зависимость $MI_{i-1}^{d+q} = f(Z_{вб(i-1)}, Q_{p(i-2)})$. Последняя позволяет произвести расчет диспетчерского графика в интервале $t_{i-2}-t_{i-1}$ и т. д. Таким образом, выяснилось, что расчеты по определению диспетчерского графика нужно производить «ходом назад», начиная от последнего интервала.

Для расчета диспетчерского графика во всех интервалах расчетного периода t_1-t_{d+1} необходима функция последствия на конечный момент времени t_{d+1}

$$MI_{d+1}^{d+q} = f(Z_{вб(d+1)}, Q_{pd}). \quad (5.10)$$

Рассмотрим некоторые возможные способы определения этой функции.

а) Для удаленного будущего момента времени t_{d+q} произвольно задаемся функцией последствия, например берем ее равной нулю. Рассчитав по изложенному выше методу режимы для периода $t_{d+1}-t_{d+q}$, определяем функцию последствия на момент t_{d+1} . Если момент t_{d+q} достаточно удален от t_{d+1} , то произвольное задание функции последствия на момент t_{d+q} практически не будет изменять функцию последствия, определяемую на момент t_{d+1} . Необходимое число интервалов q определяется подбором. Очевидно, что q будет большим для водохранилищ более длительного регулирования.

б) В качестве момента t_{d+1} для рек с четко выраженными внутригодовыми стоковыми фазами удобно брать конец весеннего половодья, так как к этому моменту времени водохранилище имеет наибольшее наполнение. Водоохранилище сезонного (годового) регулирования к концу весеннего половодья заполняется полностью, и в этом случае в качестве функции последствия можно взять произвольную функцию, но такую, чтобы при снижении уровня $Z_{вб(d+1)}$ издержки MI_{d+1}^{d+q} возрастали очень быстро, и тогда обязательно будет обеспечиваться заполнение водохранилища к моменту t_{d+1} .

На других возможных способах определения функции последствия не останавливаемся [68].

Изложенный метод построения диспетчерских графиков одинаково применим к водохранилищам любого длительного регулирования как для периодов начальной эксплуатации ГЭС (периодов начального наполнения водохранилища), так и для периодов нормальной эксплуатации ГЭС.

Изменения в построении диспетчерских графиков при описании речного стока слож-

ным марковским процессом [68]. Функция перехода для речного стока в таком случае имеет вид $F(Q_{pi}/Q_{p(i-1)}, Q_{p(i-2)}, \dots, Q_{p(i-a)})$. Если автоматически распространить изложенный выше метод на такой случай, то диспетчерский график и функции последствия следовало бы определять в зависимости от большего числа предшествующих расходов реки. В результате существенно возрастает трудоемкость решения, поэтому приходится идти на некоторые упрощения и допущения. Лишь для первых интервалов расчетного периода просто учитывать связь с предшествующими расходами реки.

Рассмотрим возможные варианты такого упрощенного решения.

а) Расходы реки Q_{pi} в любом i -м интервале могут быть выражены следующим образом (при описании стока сложным марковским процессом):

$$Q_{pi} = \varphi^{-1}(Q_{pi})R_i + D_i(\varepsilon_i), \quad (5.11)$$

где

$$R_i = H_{(i-1)}(Q_{p(i-1)}) + H_{(i-2)}(Q_{p(i-2)}) + \dots + H_{(i-a)}(Q_{p(i-a)}); \quad (5.12)$$

ε — нормально распределенная случайная величина; φ — обозначение функции нормального распределения; D — дисперсия.

Эта запись имеет место при использовании гипотезы Н. А. Картвелишвили [31] для построений функций перехода. При использовании других гипотез [20] зависимость Q_{pi} от предшествующих расходов линейная, т. е. линейны будут и функции H .

Теперь рассмотрим изменения в решении, обусловленные переходом к сложному марковскому процессу.

Вместо зависимости (5.7) будем рассматривать

$$MI_{i+1}^{d+q} = f(Z_{вб(i+1)}, R_{i+1}).$$

В этом случае оптимальная зависимость (5.4) будет функцией параметров $Z_{вб i}$, Q_{pi} и R_i^* :

$$Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{pi}, R_i^*), \quad (5.13)$$

где $R_i^* = R_{i+1} - H_i(Q_{pi})$.

Далее следует строить аналогичную указанной выше зависимость $MI_{i+1}^{d+q} f(Z_{вб i}, R_i)$.

Для построения последней зависимости необходимо поставить в соответствие значение R_i^* с R_i , что может быть сделано лишь приближенно: на основе ряда прошлых сто-

ковых наблюдений вычисляются R^*_i и R_i , затем определяется корреляция между ними и полученное уравнение корреляционной связи приближенно рассматривается в качестве функционального. Обычно связь между R^*_i и R_i сильная.

В результате в уравнении (5.13) оптимального диспетчерского графика появилась зависимость от третьего параметра R^*_i , который характеризует водность предшествующего периода. Целесообразно рассматривать небольшое число значений R^*_i , отвечающих только маловодным, нескольким средним и многоводным условиям.

б) Можно пойти на большие допущения. Например, запишем уравнение регрессии, связывающее расходы реки двух соседних интервалов $Q_{p(i-2)}$ и $Q_{p(i-1)}$, и выразим на основе этого уравнения $Q_{p(i-2)}$ через $Q_{p(i-1)}$, результат подставим в (5.12) и таким образом избавимся в формуле (5.11) от члена, содержащего $Q_{p(i-2)}$. Аналогичным образом исключаем члены $Q_{p(i-3)}$, $Q_{p(i-4)}$, ..., $Q_{p(i-a)}$ и получаем схему простого марковского процесса, для которой решение уже рассматривалось.

Указанный прием приближенный: уравнение регрессии отождествляется с функциональной зависимостью. Однако к большой погрешности это не приведет по следующим причинам. Если корреляция между расходами реки в разные интервалы тесная, то уравнение регрессии незначительно отличается от функционального и поэтому принятое допущение не дает большой ошибки. Если корреляция между расходами реки слабая, то нужно просто отбросить в формуле (5.11) соответствующий член.

Из двух рассмотренных приближенных способов более предпочтителен первый (второй способ — это случай простого марковского процесса). Возможны и дальнейшие развития первого способа. Например, сначала строится диспетчерский график на основе простого марковского процесса. Расчетом предыдущего (или удлиненного) ряда гидрографов по этому диспетчерскому графику может быть установлена связь $Z_{вб i}$ и R^*_i , и, если эта связь тесная, то целесообразно ее учесть в зависимости (5.13). Наличие этой связи очевидно: при маловодном предшествующем периоде наиболее вероятны более низкие уровни водохранилища, и наоборот. Целесообразно и при определении функций перехода оценивать условные вероятности появления расходов реки в любом i -м интервале в зависимости от расхода не на каждом предшествующем интервале, а интегрально за предшествующий период, так как при описании стока сложным марковским процессом мало

вероятны ситуации появления в одних интервалах больших расходов, а в других — малых.

Учет отдаленных корреляционных связей особенно актуален для водохранилищ многолетнего регулирования. Для таких водохранилищ должна учитываться связь среднегодовых расходов рек, так как она обуславливает маловодные и многоводные циклы лет. Диспетчерские графики в таком случае целесообразно строить для каждого заданного среднегодового расхода прошлого года, что, однако, проявляется лишь при применении метода получения стоковых функций перехода, а не метода построения диспетчерского графика.

Для годовых периодов, как и в существующей проектной практике [33], диспетчерские графики рекомендуются строить для условной шкалы времени — время отсчитывается от начала весеннего половодья, которое в разные годы начинается в разные календарные даты. Изложенная методика построения диспетчерских графиков применима и в этом случае, необходимо лишь построение функций перехода и все расчеты по определению диспетчерского графика вести в условной шкале времени.

Всякое допущение в описании стока и в методике расчетов в конечном итоге обуславливает построение менее оптимальных диспетчерских графиков.

Рекомендуется при построении диспетчерских графиков сначала использовать простой марковский процесс, затем переходить к сложному процессу, т. е. постепенно усложнять расчет и оценивать получаемый эффект. Полезна сравнительная оценка режимов и на основе детерминированного расчета, дающая теоретический оптимум без учета потерь на неполное предвидение стока.

Решение для водохранилищ ГЭС при вероятностных краткосрочных гидропрогнозах. Уравнением оптимальности в этом случае будет то же уравнение (5.2), в котором символ математического ожидания будет относиться и к издержкам предстоящего временного интервала.

Диспетчерский график будем определять в виде функции

$$N_{гсc i}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p(i-1)}). \quad (5.14)$$

Сравним его с диспетчерским графиком для предыдущего случая, определяемым зависимостью $N_{гсc i}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i})$.

На рис. 5.2 дается иллюстрация отмеченного различия диспетчерских графиков. Изображены кривая распределе-

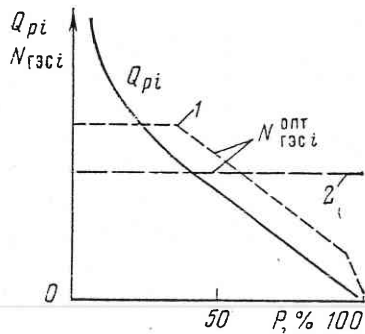


Рис. 5.2. Различие диспетчерских графиков:

1 — наличии однозначного прогноза расхода реки; 2 — отсутствии такого прогноза

ния вероятностей расходов реки Q_{pi} (для заданного $Q_{p(i-1)}$) и кривые оптимальных мощностей ГЭС для некоторого $Z_{вб i}$ в первом и во втором случаях. Очевидно, во втором случае диспетчерский график будет менее эффективен, чем в первом, что обусловлено различием в прогнозах стока.

Во втором случае для каждого $Z_{вб i}$ и $Q_{p(i-1)}$ определяется одинаковая мощность ГЭС $N_{гэс i}^{opt}$ для всех возможных в интервале $t_i - t_{i+1}$ расходов реки Q_{pi} . При этом, естественно, при разных Q_{pi} будут получаться разные конечные уровни $Z_{вб(i+1)}$. Но если окажется, что внутри интервала уровень водохранилища достигает предельных значений НПУ или УМО (или достигается какое-либо другое режимное ограничение), то ГЭС переходит на работу по бытовому притоку, находясь на предельной отметке водохранилища, и при этом реальная мощность ГЭС будет отклоняться от $N_{гэс i}^{opt}$.

Перепишем уравнение оптимальности (5.2) следующим образом:

$$MI_{i+1}^{d+q} = \int_0^1 \left(I_i^{i+1} + \frac{1}{1+p} MI_{i+1}^{d+q} \right) dF(Q_{pi}/Q_{p(i-1)}) \rightarrow \min, \quad (5.15)$$

где MI_{i+1}^{d+q} принимается разным для разных Q_{pi} и $Z_{вб(i+1)}$ (уровни $Z_{вб(i+1)}$ определяются мощностью $N_{гэс i}$).

В (5.15) математическое ожидание издержек MI_{i+1}^{d+q} являются функцией от величин $Z_{вб i}$, $Q_{p(i-1)}$ и $N_{гэс i}$. Для каждого фиксированных $Z_{вб i}$ и $Q_{p(i-1)}$ следует находить оптимальное значение $N_{гэс i}^{opt}$, что, как и прежде, выполняется подбором. В процессе подбора для каждого анализируемого значения $N_{гэс i}$ определяется интеграл (5.15) по формуле трапеций. Значения MI_{i+1}^{d+q} под интегралом берутся разные для каждого рассматриваемого расхода реки Q_{pi} и вычисляемого при этом расходе и рассматриваемой мощности ГЭС $N_{гэс i}$ уровня $Z_{вб(i+1)}$. Для этого должна быть задана функция последствия $MI_{i+1}^{d+q} = f(Z_{вб(i+1)},$

Q_{pi}). Аналогичная функция $MI_{i+1}^{d+q} = f(Z_{вб i}, Q_{p(i-1)})$ на момент t_i получается как побочный продукт оптимизации по уравнению (5.15) — она образуется за счет минимизированных по мощности $N_{гэс}$ издержек MI_{i+1}^{d+q} , определяемых этим уравнением.

Общий порядок построения диспетчерского графика ходом назад от момента t_{d+1} остается прежним. Не изменяется и порядок определения функции последствия $MI_{d+1}^{d+q} = f(Z_{вб(d+1)}, Q_{p d})$.

Все ранее рассмотренные рекомендации по расчету диспетчерского графика для сложного марковского процесса, учету стокообразующих факторов, распространяются также и на случай вероятностного задания расходов реки в интервале.

Рассмотренные случаи, когда на один интервал времени порядка декады — месяца имеется практически однозначный гидропрогноз или гидропрогноз вообще отсутствует, являются двумя крайними случаями. Реальный гидропрогноз имеет вероятностный характер и может быть задан в виде кривой распределения, дисперсия которой меньше, чем у аналогичной кривой, построенной только по материалам предыдущих стоковых наблюдений (рис. 5.3).

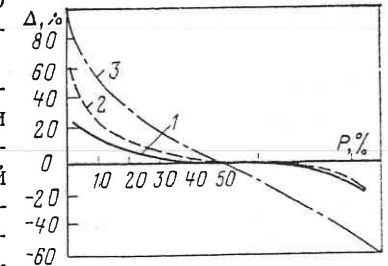


Рис. 5.3. Относительные ошибки прогнозирования расходов

$$\Delta = \frac{Q_{ф} - Q_{прог}}{Q_{ф}} 100\% \text{ Днестра}$$

в створе Дубоссарской ГЭС: 1 — пятидневный прогноз; 2 — декадный прогноз; 3 — функция перехода однозвенного марковского процесса

Однако для большинства ГЭС дисперсия вероятностной кривой краткосрочного гидропрогноза настолько невелика, что допустимо принимать прогноз однозначным. Для Дубоссарской ГЭС (рис. 5.3) такими могут считаться пятидневный и даже декадный гидропрогнозы. По рекам преимущественно снегового питания (а таких рек в СССР большинство) вероятностные кривые краткосрочных гидропрогнозов будут иметь еще меньшую дисперсию, чем изображенные на рис. 5.3 кривые для Днестра.

В тех случаях, когда кривая распределения вероятностей гидропрогноза имеет большую дисперсию и практически не отличается от кривой распределения вероятностей расходов реки, построенной по материалам прошлых наблюдений, можно принимать полное отсутствие гидропрог-

ноза и строить диспетчерские графики на основе изложенных выше рекомендаций.

Несложно строить диспетчерские графики и в предположении вероятностного гидропрогноза. Методика расчетов будет такой же, как и в последнем случае, лишь интегрирование нужно будет производить по вероятностной кривой гидропрогноза.

Решение при отсутствии стоимостной оценки ущербов от дефицитов или избытков воды. Метод построения диспетчерского графика рассмотрим на примере водохранилища ГЭС, имеющего только энергетическое назначение, при описании речного стока простым марковским процессом и при наличии практически однозначного гидропрогноза заблаговременностью в один расчетный интервал. Обобщение этого метода на другие случаи не требует специальных пояснений.

Обозначим символом $\Phi(\alpha_i^{d+q})$ вероятность события α_i^{d+q} , заключающегося в том, что в период $t_i - t_{d+q}$ мощности ГЭС не будут снижаться ниже гарантированных, т. е. будет иметь место $D_{з1} = 0$. Соответственно символами $\Phi(\beta_i^{d+q})$ и $\Phi(\gamma_i^{d+q})$ будем обозначать вероятности того, что в период $t_1 - t_{d+q}$ будет иметь место $D \leq D_{з2}$ или $D \leq D_{з3}$.

Математически рассмотренные в § 5.1 критерии надежности записываются следующим образом:

$$\Phi(\alpha_i^{d+q}) \leq P_{з1}; \quad \Phi(\beta_i^{d+q}) \leq P_{з2}; \quad \Phi(\gamma_i^{d+q}) \leq P_{з3}, \quad (5.16)$$

где $P_{з1}, P_{з2}, P_{з3}$ — заданные нормативы.

Как и прежде, диспетчерские графики будем определять в виде управляющих функций $Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i})$ или $N_{гэс i}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i})$. Эти зависимости определяются по критерию экономичности (5.6) (лишь в издержки I не следует включать ущербы) при выполнении вероятностных ограничений (5.16). Как и прежде, также должны выполняться ограничения по максимальным и минимальным уровням водохранилища.

В данном случае должны быть заданы следующие четыре функции последствия:

$$\left. \begin{aligned} M\Delta I_{d+1}^{d+q} &= f_1(Z_{вб(d+1)}, Q_{pd}); \\ \Phi(\alpha_{d+1}^{d+q}) &= f_2(Z_{вб(d+1)}, Q_{pd}); \\ \Phi(\beta_{d+1}^{d+q}) &= f_3(Z_{вб(d+1)}, Q_{pd}); \\ \Phi(\gamma_{d+1}^{d+q}) &= f_4(Z_{вб(d+1)}, Q_{pd}). \end{aligned} \right\} \quad (5.17)$$

Рассмотрим определение оптимальной зависимости $Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i})$ в некотором i -м интервале при условии, что заданы аналогичные (5.17) функции на момент t_{i+1} . Нужно определить уровни водохранилища $Z_{вб(i+1)}$ для серии значений $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$. Для любых заданных $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$ оптимальное значение $Z_{вб(i+1)}^{opt}$, как и прежде, определяется подбором по критерию $M^* I_i^{d+q} \rightarrow \min$ [см. (5.6)]. Но одновременно проверяем, чтобы значения $\Phi(\alpha_{i+1}^{d+q})$, $\Phi(\beta_{i+1}^{d+q})$ и $\Phi(\gamma_{i+1}^{d+q})$ при просматриваемых $Z_{вб(i+1)}$ не превышали заданных нормативов, т. е. поиск оптимального решения ведем в зоне допустимых решений. Повторив такую процедуру для разных $Z_{вб i}$ и $Q_{p i}$, получим искомую оптимальную зависимость

$$Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i}).$$

Далее вычисляются функции последствия на момент t_i , чем подготавливается расчет диспетчерского графика в интервале $t_{i-1} - t_i$. Функция $M I_i^{d+q}$ определяется по прежней формуле (5.9). Функция $\Phi(\alpha_i^{d+q})$ подсчитывается по следующей рекуррентной формуле, полученной на основе формулы полной вероятности:

$$\Phi(\alpha_i^{d+q}) = \int_0^1 \Phi(\alpha_i^{d+q}/Q_{p i}) dF(Q_{p i}/Q_{p(i-1)}),$$

где $\Phi(\alpha_i^{d+q}) = \Phi(\alpha_{i+1}^{d+q})$, если в данном интервале $D_{з1} = 0$, причем берется для каждого $Q_{p i}$ и $Z_{вб i}$ то значение $\Phi(\alpha_{i+1}^{d+q})$, которое будет при $Z_{вб(i+1)}^{opt}$; $\Phi(\alpha_i^{d+q}) = 0$, если в данном интервале имеют место дефициты энергоснабжения.

Функции $\Phi(\beta_i^{d+q})$ и $\Phi(\gamma_i^{d+q})$ вычисляются аналогичным образом.

Общий порядок расчета диспетчерского графика (обратным ходом от момента t_{d+1}) остается прежним. По прежним рекомендациям вычисляются также и функции последствия на момент t_{d+1} .

Проанализируем полученный диспетчерский график.

Зависимость $Z_{вб(i+1)}^{opt} = f(Z_{вб i}, Q_{p i})$ для i -го интервала изображена на рис. 5.4. Выше линии 1 ГЭС работает полной располагаемой мощностью, и при этом возможны холостые сбросы воды — это противосбросная линия диспетчерского графика, предотвращающая наводнения в ниж-

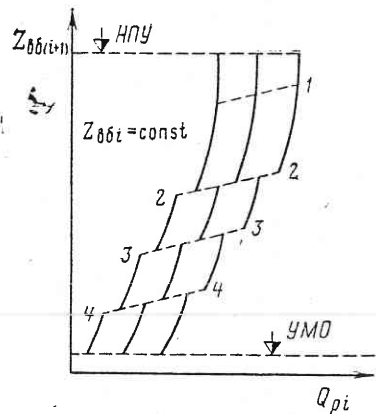


Рис. 5.4. Диспетчерский график $Z_{вб}^{opt}(i+1) = f(Z_{вб i}, Q_{pi})$ в интервале $t_i - t_{i+1}$

нем бьефе. Между линиями 1 и 2 ГЭС работает с мощностью, большей гарантированной, но меньшей полной располагаемой, — это зона избыточной приточности, а линия 2 есть верхняя линия гарантированного режима. В зоне между линиями 2 и 3 ГЭС работает с гарантированной мощностью $N_{гар}$, в зоне между линиями 3 и 4 — с мощностью, например, $0,8 N_{гар}$ и ниже 4 — с мощностью $0,6 N_{гар}$.

Аналогичные линии несложно выявить и при расчетах диспетчерского графика по функциям ущербов.

5.3. РАСЧЕТЫ ОПТИМАЛЬНЫХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ГРАФИКОВ ДЛЯ СИСТЕМЫ СОВМЕСТНО РАБОТАЮЩИХ ВОДОХРАНИЛИЩ

Решения на основе использования метода динамического программирования и функций распределения вероятностей речного стока. Рассмотренные в предыдущем параграфе методы определения диспетчерских графиков для одиночных водохранилищ теоретически (но не практически) весьма просто распространяются и на систему водохранилищ. Различие решений для одиночных водохранилищ и системы водохранилищ обусловлено лишь увеличением размерности задачи во втором случае. Действительно, если в расчетах для одиночного водохранилища рассматривались уровни водохранилища $Z_{вб i}$, мощности ГЭС $N_{гэс i}$, расходы реки Q_{pi} и т. п., то для системы водохранилищ нужно рассматривать соответственно векторы $Z_{вб i}$, $N_{гэс i}$, Q_{pi} , каждый из которых имеет в общем случае m компонент по числу водохранилищ. Вместо управляющих функций (5.4) для системы водохранилищ следует определять функции очень большого числа переменных. Из-за большой сложности и трудоемкости решения этим методом приходится идти на упрощения и допущения.

Лишь в частных случаях этим методом несложно определять диспетчерские графики и для большого числа ГЭС, например для каскада ГЭС, у которого отсутствует боковая приточность реки между отдельными ступенями кас-

када и имеются одно-два водохранилища длительного регулирования, а водохранилища других ГЭС обеспечивают краткосрочное регулирование.

Ниже рассмотрены для упрощенного подхода к решению для системы водохранилищ длительного регулирования.

В существующей проектной практике [3, 55] находят применение схемы разделения водохранилищ на компенсаторы и компенсируемые, т. е. используется иерархическое разделение общей задачи с учетом различия в регулирующих возможностях отдельных водохранилищ.

Согласно этому способу для $m-1$ компенсируемых водохранилищ диспетчерские графики разрабатываются поочередно как для одиночных водохранилищ. При этом выделяется одно m -е водохранилище (достаточно емкое и с большой мощностью ГЭС), которое осуществляет компенсирующее регулирование всех компенсируемых водохранилищ (ГЭС-компенсатор).

При данном способе предполагается, что для каждой компенсируемой ГЭС выделена гарантированная отдача и определено ее распределение во времени; задан также увязанный с гарантированной отдачей норматив расчетной обеспеченности.

При построении диспетчерского графика для ГЭС-компенсатора в метод, изложенный в предыдущем параграфе, требуется внести следующие изменения.

Для ГЭС-компенсатора управляющие функции будем определять в виде следующих зависимостей:

$$\Sigma N_{гэс}^{opt} = f(Z_{вб i}),$$

т. е. суммарные мощности всех ГЭС ставятся в зависимость от наполнения водохранилища ГЭС-компенсатора. Оптимальная мощность ГЭС-компенсатора определится разницей между суммарной мощностью всех ГЭС и суммарной мощностью компенсируемых ГЭС, причем мощности последних определяются по своим диспетчерским графикам.

Управляющие функции $\Sigma N_{гэс}^{opt} = f(Z_{вб i})$ для ГЭС-компенсатора определяются прежним методом, но с той разницей, что при подсчете математических ожиданий в каждом i -м интервале учитываются два случайных фактора — расходы Q_{pi} в створе ГЭС-компенсатора и суммарные мощности $\Sigma N_{гэс.пр}$ прочих ГЭС. Для этого нужно располагать функцией перехода $F(\Sigma N_{гэс.пр}/Q_{pi}, Z_{вб i})$, которая может быть определена следующим способом. Для смоделированного гидрологического ряда производится по построенным диспетчерским графикам регулирование стока водохранилищами всех компенсируемых ГЭС и выявляется

ряд значений $\Sigma N_{ГЭС.пр}$. Путем вероятностной обработки последнего ряда определяются безусловные функции распределения вероятностей $F(\Sigma N_{ГЭС.пр})$. Далее с использованием $F(\Sigma N_{ГЭС.пр})$ строится диспетчерский график ГЭС-компенсатора. Произведя расчеты регулирования стока по последнему графику того же гидрологического ряда, получают в дополнение к мощностям компенсируемых ГЭС также мощности ГЭС-компенсатора. Затем путем вероятностной обработки рядов Q_{pi} , $\Sigma N_{ГЭС}$ и $Z_{вбi}$ определяются функции перехода $F(\Sigma N_{ГЭС}/Q_{pi}, Z_{вбi})$. С учетом последних строится новый диспетчерский график ГЭС-компенсатора, затем уточняются функции перехода и т. д. Такой итерационный процесс продолжают до тех пор, пока диспетчерский график ГЭС-компенсатора от итерации к итерации не перестанет изменяться. Как видно, метод построения диспетчерского графика для ГЭС-компенсатора получается достаточно трудоемким. Эта трудоемкость еще более возрастает, когда учитывается каскадная взаимосвязь режимов ГЭС.

Пусть для всех ГЭС каскада, кроме нижней, диспетчерские графики построены и требуется определить диспетчерский график для нижней ГЭС. Определив поступающие к нижней ГЭС расходы воды от верхних ГЭС и построив их функции перехода, несложно построить диспетчерский график для нижней ГЭС как для одиночного водохранилища.

Диспетчерские графики верхней ГЭС каскада при заданных диспетчерских графиках прочих ГЭС строят по методике для одиночной ГЭС, при этом дополнительно должен учитываться лишь энергетический эффект, вызываемый прохождением воды от данной ГЭС через нижние ГЭС.

Для промежуточных ГЭС в каскаде диспетчерские графики строятся так же, как и для нижней ГЭС, но с учетом эффекта от прохождения воды через нижние ГЭС, если заданы графики прочих ГЭС.

Диспетчерские графики для каскада в целом строятся путем последовательных уточнений: сначала произвольно задаются графиками всех ГЭС, кроме одной, затем строят график этой одной ГЭС, затем графики какой-то другой ГЭС и т. д., пока итерационный процесс не сойдется. Этот способ тоже достаточно трудоемкий.

Методику для одиночного водохранилища можно также распространить на систему водохранилищ, если заменить группу водохранилищ одним эквивалентным водохранилищем. Такая замена целесообразна для построения отдельно линий гарантированного режима диспетчерского графика, если в энергосистеме возможен свободный взаимообмен мощностями ГЭС, что обычно имеет место. При эквивалентировании все водохранилища сводятся к одному эквивалентному с энергоемкостью, равной сумме энергоемкостей отдельных водохранилищ. При этом вместо расходов реки следует рассматривать их энергетические эквиваленты (для средних напоров и КПД пересчет

можно производить по формуле $\mathcal{E}_{ГЭС} = aQ_p H \Delta t$). Линии гарантированного режима будут определять суммарные гарантированные мощности в функции от суммарной энергоемкости водохранилищ. Далее эти линии могут учитываться как ограничения при ведении режимов ГЭС в зоне избыточных отдач на основе детерминированных расчетов по способу последовательных корректировок. Некоторые погрешности в определении линий гарантированного режима здесь допустимы, так как эти линии используются лишь как ограничения. Такой подход особенно целесообразен для ГЭС многолетнего регулирования, где важно при назначении отдачи в текущем году выдержать ограничения по обеспечению гарантированных отдач и в последующие годы.

Переход к эквивалентному водохранилищу перспективен, но требует дополнительных исследований. В частности, требуется уточнение способа правильной оценки энергоемкости водохранилищ. Необходимы приемы близкого к оптимальному распределения суммарных отдач в каждом временном интервале между отдельными ГЭС, что, например, можно выполнять по регрессионным зависимостям, полученным на основе обобщения детерминированных расчетов по серии гидрографов или обобщения материалов прошлой эксплуатации ГЭС.

На основе методики одиночного водохранилища можно определять и некоторые другие линии диспетчерских графиков. Можно, например, определять диспетчерские графики для судоходных попусков в нижние бьефы ГЭС по вероятностным критериям надежности, т. е. определять зависимость $Q_{нбmin i} = f(\Sigma W_i, \Sigma Q_{pi})$ для каждого i -го интервала, суммируя расходы реки и емкости водохранилищ всех вышерасположенных ГЭС.

С некоторыми допущениями можно также определять линии графика, регламентирующие максимальные расходы в нижние бьефы ГЭС для целей защиты от наводнений и обеспечения безопасности гидросооружений. Эквивалентирование при этом выполняется весьма просто, так как здесь, как и в предыдущем случае, должны суммироваться только расходы реки и объемы водохранилищ.

Аналогично можно определять элементы диспетчерского графика для ирригационных отъемов воды и пр.

Лишь для зоны избыточных отдач ГЭС эквивалентирование может давать большие погрешности, так как при этом теряется эффект оптимизации режимов ГЭС. Поэтому, как уже отмечалось выше, назначение режимов ГЭС в этой зоне целесообразно выполнять на основе текущих режимов ГЭС с использованием способа последовательных корректировок, но при учете ограничений по указанным характеристикам диспетчерского графика, обеспечивающим критерии надежности выдачи гарантированных отдач либо критерии безопасности нижнего бьефа и гидросооружений.

В заключение можно отметить, что определение диспетчерских графиков для системы водохранилищ на основе использования метода динамического программирования и функций распределения вероятностей речного стока возможно либо для частных случаев каскадов ГЭС, либо при внесении в расчет допущений и упрощений. Наиболее перспективны здесь подходы, связанные с эквивалентированием водохранилищ. Возможен, но более трудоемок и путь решения, основанный на разделении ГЭС на компенсируемые и компенсаторы.

Для систем водохранилищ более перспективны рассматриваемые ниже решения, в которых используется вероятностное описание речного стока выборкой гидрографов (невный стохастический подход).

Решение на основе использования градиентного метода и расчетной выборки гидрографов. Пусть задана расчетная выборка из ν гидрографов. Под одним гидрографом подразумеваем календарную последовательность расходов реки для всех интервалов периода $t_1—t_{d+q}$.

Сначала рассматриваем водохранилища ГЭС, имеющие только энергетическое назначение. Диспетчерские графики для каждого такого водохранилища в любом i -м временном интервале будем определять в виде следующих управляющих функций:

$$N_{гэс\ ij}^{opt} = f(Z_{вб\ ij}), \quad (5.18)$$

где $N_{гэс\ ij}$ —средняя мощность j -й ГЭС в i -м интервале; $Z_{вб\ i}$ —уровень j -го водохранилища на начало i -го интервала.

Задача заключается в определении по критерию (5.1) оптимальных зависимостей (5.18) для всех ГЭС ($j=1, m$) во всех временных интервалах [$i=1, 2, \dots, (d+q)$].

Функция (5.18) может быть представлена в виде степенного полинома некоторой n -й степени

$$N_{гэс\ ij}^{opt} = a_{0\ ij} + a_{1\ ij}Z_{вб\ ij} + \dots + a_{n\ ij}Z_{вб\ ij}^n. \quad (5.19)$$

В этом случае нужно определить такие значения $a_{0\ ij}, a_{1\ ij}, \dots, a_{n\ ij}$, при которых достигается минимум математического ожидания суммарных эксплуатационных затрат.

Вместо (5.19) может оказаться более удобным взять ортогональный полином.

Функция (5.18) может быть также задана в табличной форме. Неизвестными в последнем случае будут значения $N_{гэс\ ij}^{opt}$ в принятых узлах задания этой функции.

Для любой из трех рассмотренных форм задания зависимостей (5.18) задача сводится к определению для каждой ГЭС в каждом интервале некоторых неизвестных величин, дающих минимум функции (5.1). Обозначим обобщенно эти неизвестные величины через a_{ijk} , где $k=0, n$ —число неизвестных величин в любом i -м интервале для любого j -го водохранилища. В записи (5.19) неизвестными являются коэффициенты $a_{0ij}, a_{1ij}, \dots, a_{nij}$.

Итак, задача определения оптимальных диспетчерских графиков для m водохранилищ ГЭС в $(d+q)$ временных интервалах математически сводится к минимизации функции (5.1) суммарных эксплуатационных затрат MI_1^{d+q} по неизвестным a_{ijk} . Число неизвестных a_{ijk} равно $mn(d+q)$. Число n обычно достаточно брать не более пяти. Тогда, например, для шести ГЭС и двенадцати временных интервалов общее число неизвестных составит не более 360.

Для решения поставленной задачи рекомендуется использовать градиентный метод, при этом процедура решения будет следующей. Задаются диспетчерские графики водохранилищ ГЭС начального приближения, т. е. исходные значения $a_{ijk}^{(0)}$ для всех i, j, k , либо построенные одним из известных приближенных методов по стоквому ряду наблюдений, либо полученные на основе инженерных соображений. По исходным диспетчерским графикам определяется расчетная выборка из ν гидрографов.

Начальный диспетчерский график, характеризующийся коэффициентами $\{a_{ijk}^{(0)}\}$, математически можно понимать как начальную точку в многомерном пространстве с координатами $a_{ijk}^{(0)}$.

Для начального диспетчерского графика $\{a_{ijk}^{(0)}\}$ находится вектор-градиент от целевой функции:

$$\text{grad}(MI_1^d)_0 = \sum_{i=1}^{d+q} \sum_{j=1}^m \sum_{k=0}^n \left(\frac{\partial MI_1^d}{\partial a_{ijk}} \right)_0 r_{ijk}, \quad (5.20)$$

где r_{ijk} —единичные векторы в пространстве координат i, j, k ; $\left(\frac{\partial MI_1^d}{\partial a_{ijk}} \right)_0$ —частные производные, вычисленные для начальной точки $\{a_{ijk}^{(0)}\}$.

Как известно, вектор-градиент $\text{grad}(MI_1^d)$ показывает направление наибольшего возрастания функции MI_1^d в точке $\{a_{ijk}\}$. Поэтому после определения градиента про-

изводится движение по направлению, противоположному направлению градиента (при этом соответствующим образом изменяются координаты α_{ijk}). Движение по направлению вектор-антиградиента производится шагами до тех пор, пока не будет найден минимум функции MI^d_1 на этом направлении. Этим самым будет сделана одна расчетная итерация, в результате которой определяется точка $\{\alpha_{ijk}^{(1)}\}$. В этой точке вычисляется новое значение вектор-антиградиента, затем производится движение по направлению этого вектора и т. д. После некоторого числа итераций достигается оптимум и расчет заканчивается—определяются значения $\{\alpha_{ijk}\}$, соответствующие оптимальным диспетчерским графикам водохранилищ.

С целью упрощения вида управляющих функций целесообразно режимные ограничения, например, по предельным максимальным и минимальным уровням водохранилищ ГЭС не учитывать в этих функциях. Тогда, если режим ГЭС, даваемый управляющими функциями, нарушает режимные ограничения, то следует отклониться от диспетчерских графиков и назначить режим на пределе ограничений.

В (5.19) оптимальные мощности ГЭС $N_{гэс\ ij}^{opt}$ j -й ГЭС в i -м временном интервале ставятся в зависимость только от уровня водохранилища j -й ГЭС в начале i -го интервала, что в общем случае не отвечает наилучшему виду диспетчерских графиков. В общем случае наилучшие диспетчерские графики водохранилищ ГЭС дают зависимости, связывающие оптимальные мощности $N_{гэс\ ij}^{opt}$ каждой j -й ГЭС в любом i -м интервале с уровнями водохранилищ всех совместно работающих ГЭС в начале i -го интервала и с расходами бытовой приточности для всех ГЭС, наблюдавшимися в нескольких предшествующих моменту t_i временных интервалах и прогнозируемыми на i -й интервал времени. Указанные зависимости представляют собой функции от большого числа переменных, аналитическая аппроксимация которых весьма сложна. Кроме того, при определении оптимальных зависимостей такого вида пришлось бы минимизировать функцию чрезвычайно большого числа переменных. Анализ показывает, что из-за указанных трудностей такое построение оптимальных диспетчерских графиков для большого числа ГЭС практически неосуществимо. Поэтому приходится упрощать структуру управляющих функций, что, конечно, связано с некоторым снижением эффективности диспетчерских графиков.

Эти упрощения можно осуществлять по-разному.

В [68] предлагается сохранить связь $N_{гэс\ ij}^{opt}$ с указанным выше большим числом параметров, однако эту связь следует аппроксимировать некоторыми функциями простой структуры. В частности, принимается, что $f(x_0, x_1, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n f(x_i)$, где f —функция общего вида.

Выше в зависимости (5.19) учтена связь $N_{гэс}^{opt}$ только с $Z_{вб\ ij}$, однако эти зависимости общего вида.

Возможен и путь подбора управляющих функций. Сначала определяют диспетчерский график вида (5.19). Затем добавляют линейный член в управляющую функцию, учитывающий связь с уровнем водохранилища $Z_{вб\ ij}$ какой-то другой ГЭС и оценивают, улучшается ли при этом диспетчерский график. Если улучшается, то этот член оставляют и добавляют аналогичный член, учитывающий связь с уровнем другой ГЭС, и т. д. Другими словами, производят последовательные усложнения управляющей функции линейными, затем квадратичными членами, что позволяет выявить целесообразный вид этой функции. При этом используются рассмотренные в гл. 2 методы идентификации неизвестных параметров модели.

Можно при этом методе применить и рассмотренное ранее разделение ГЭС на компенсируемые и компенсаторы, когда для компенсируемых ГЭС диспетчерские графики берутся вида (5.19), а для ГЭС-компенсатора—в виде $\Sigma N_{гэс\ i}^{opt} = f(Z_{вб\ ij})$.

Метод расчета по выборке гидрографов обладает большой гибкостью и позволяет рассматривать несколько ГЭС-компенсаторов: например, все ГЭС, кроме одной, разбиваются на группы, в каждой группе некоторая выбранная ГЭС осуществляет компенсирующее регулирование для своей группы, а одна выделенная ГЭС—компенсирующее регулирование для всех групп ГЭС.

Для половодных периодов диспетчерские графики можно определять не для календарной, а условной (исчисляемой от начала половодья) шкалы времени, что также увеличивает эффективность диспетчерских графиков.

Для ГЭС комплексного назначения, например при ирригационном водозаборе из водохранилища, в дополнение к (5.18) потребуется построение следующих оптимальных зависимостей:

$$Q_{ир\ ii}^{opt} = f(Z_{вб\ ij}), \quad (5.21)$$

где $Q_{ир\ ij}^{opt}$ — отъемы воды на ирригацию из j -го водохранилища в i -м интервале. При этом в MI_1^{d+q} должны включаться ущербы от неудовлетворения ирригационных потребностей в воде, а в остальном порядок построения оптимальных диспетчерских графиков не изменится, увеличится лишь число определяемых неизвестных величин α_{ijk} , так как в это число войдут и коэффициенты, аппроксимирующие зависимости (5.21).

Рассмотренным методом можно определять диспетчерские графики одновременно для всех зон, но при наличии стоимостной оценки от дефицитов или избытков воды.

Возможно определение графиков и только для зоны избыточных отдач по критерию минимума расхода топлива, если диспетчерские графики в других зонах как-то построены. В последнем случае в расчетную выборку следует включать лишь гидрографы с повышенной приточностью.

Отдельное построение диспетчерских графиков для зоны гарантированного режима может выполняться по критерию получения максимальной суммарной гарантированной отдачи. Определяются (например, в виде полиномов) верхняя и нижняя линии гарантированного режима при условии получения максимальной суммарной гарантированной отдачи и при отсутствии перебоев на расчетной выборке гидрографов (последняя выбирается по критерию расчетной обеспеченности, т. е. в нее не включаются гидрографы за пределами этой обеспеченности). Аналогично могут определяться и другие зоны диспетчерского графика.

Решение на основе обобщения результатов детерминированных расчетов по гидрографам расчетной выборки. Этот подход для определения управляющих функций диспетчерских графиков исследован в [41]. Задача определения оптимальных управляющих функций ставится и решается как задача идентификации: по заданному входу (расчетной выборке гидрографов) и выходу (оптимальным режимам для каждого гидрографа) определяется неизвестный оператор связи, т. е. уравнение управляющей функции. Структура оператора задается, но оператор зависит также от некоторых априори неизвестных и поэтому определяемых обобщенных параметров.

Последовательность расчетов по определению управляющих функций следующая.

Сначала детерминированными методами (см. гл. 4) определяются оптимальные режимы ГЭС для каждого гидрографа из расчетной выборки. Далее на основе решения

регрессионными методами задачи идентификации определяются управляющие функции заданной структуры по критерию сведения к минимуму отклонений режимов, полученных по диспетчерскому графику, от рассчитанных детерминированным методом.

Управляющие функции диспетчерского графика в i -м интервале для j -й ГЭС определяются в виде полиномов

$$u_{0ij} = a_{1ij}u_{1ij} + a_{2ij}u_{2(i-1)j} + a_{3ij}u_{3(i-1)j} + a_{4ij}u_{4(i-1)j}; \quad (5.22)$$

$$y_{0ij} = f_{ij}(u_{0ij}), \quad (5.23)$$

где $a_{1ij}, a_{2ij} \dots$ — коэффициенты регрессии; уравнение (5.23) — уравнение нормализации; u_{0ij} — нормализованное значение зависимой переменной y_{0ij} (уровень $Z_{вб\ ij}$ или выработка ГЭС $\bar{E}_{гэс\ ij}$); u_{1ij} — нормализованные значения ожидаемого речного стока $Q_{р\ ij}$; $u_{2(i-1)j}$ — нормализованные значения речного стока в предшествующем интервале; $u_{3(i-1)j}$ — нормализованные значения $Z_{вб(i-1)j}$; $u_{4(i-1)j}$ — нормализованные значения $Z_{вб(i-2)j}$.

Задачей идентификации является определение коэффициентов a в (5.22), что может быть выполнено одним из следующих методов: множественной линейной корреляцией, методом главных компонент, интерполяционным методом или методом группового учета аргументов. Чаще используется первый метод. При этом итеративно оценивают и число членов полинома (5.22), т. е. постепенно наращивают их число, отбрасывая малозначимые значения (на основе статистических критериев).

Рассмотренный метод определения управляющих функций диспетчерских графиков имеет простую структуру алгоритма и обычно дает удовлетворительные практические результаты. Важным достоинством метода является наглядный анализ технологом детерминированных расчетов, что приближает этот подход к имитационному.

Метод обладает и недостатками, основные из которых следующие: а) подбор управляющих функций производится по критерию приближения по режимным параметрам, а не по целевой функции; б) при обобщении результатов детерминированных расчетов в управляющей функции могут нарушаться режимные ограничения, которые не нарушались в каждом детерминированном расчете по гидрографам. Для устранения последнего, наиболее существенного недостатка необходима разработка специального алгоритма множественной корреляции, учитывающего ограничивающие связи, что пока еще не сделано.

Определение оптимальных диспетчерских графиков для систем водохранилищ и ГЭС является весьма сложной задачей, решение которой нельзя считать законченным. Поэтому актуальны дальнейшие исследования в этой области, особенно для гидроузлов комплексного назначения.

5.4. ОБЗОР ЗАРУБЕЖНЫХ РАБОТ ПО ДИСПЕТЧЕРСКИМ ГРАФИКАМ ВОДОХРАНИЛИЩ

Приводимый ниже обзор основывается на материалах проходившего в мае 1979 г. в ПНР международного совещания «Управление системами водохранилищ», организованного Международным институтом системного анализа (ИСА), Академией наук и Институтом метеорологии и водного хозяйства ПНР. В материалах совещания содержатся доклады от СССР, США, ФРГ, ЧССР, Англии, Канады, ГДР, ВНР, Финляндии, Нидерландов [72—84], в которых даны обзоры работ по управлению системами водохранилищ.

В последние десятилетия за рубежом уделяется возрастающее внимание к использованию математических имитационных и оптимизационных моделей для управления системами водохранилищ.

Большое внимание уделяется моделям и машинным программам для составления диспетчерских графиков, а также разрабатываются и используются модели и машинные программы, по которым каждый раз ведутся расчеты для принятия нового решения по определению отдачи воды из систем водохранилищ.

При разработке диспетчерских графиков учитывается вероятностное описание речного стока. Как и в практике СССР, используются две формы такого описания — функциями распределения вероятностей (явный вероятностный подход) и расчетной выборкой гидрографов (неявный вероятностный подход).

В диспетчерских графиках выделяют характерные зоны (см. рис. 5.1) — перебоев, гарантированных отдач, избыточных отдач и др.

Для построения диспетчерских графиков за рубежом используются методы линейного программирования (ЛП) и динамического программирования (ДП). Наибольшее число опубликованных работ относится к одиночным водохранилищам, но в последние годы возросло внимание и к моделям для систем водохранилищ. Однако до сего времени не получены строгие методы построения диспетчерских графиков для систем водохранилищ, которые определяли бы оптимальную отдачу из каждого водохранилища как функцию текущих объемов наполнения всех водохранилищ, а также действительных или ожидаемых естественных притоков. Недавние исследования показали, что оптимизационные модели имеют широкую возможность для применения к системам водохранилищ.

Работы по одиночным водохранилищам. Первой работой по определению оптимальных диспетчерских графиков была работа Д. Литтла (1955 г.)*, основанная на ДП и теории материально-технических запасов. Затем Манн, Томас и Уотермейер (1960—1962 гг.) решили ту же проблему с использованием ЛП. Д. Литтл представлял сток простым марковским процессом, а Манн, Томас и Уотермейер — независимыми или серийно связанными случайными событиями. Бостер (1962 г.) усовершенствовал решение на основе ДП, а Фалксон (1965 г.) использовал комбинацию ДП и ЛП (итеративный подход). Бурас (1963 г.) применил ДП для составления графиков отдач комбинированной системы «водоносный горизонт — водохранилище». Все эти модели используют явный вероятностный подход и даже для одиночных водохранилищ оказались дорогостоящими по времени счета и трудозатратам на программирование. Лаукс и Фалксон (1970 г.) сравнили применение стохастического ДП, ЛП и методов итерации: по времени счета проигрывают методы ЛП, а по трудозатратам на программирование — ДП. Сделан вывод, что хотя ДП и методы итераций также дорогостоящие для решения на ЭВМ, но они имеют большую перспективу для применения к системам водохранилищ.

В 60-е годы разрабатывались также неявные стохастические модели, ориентированные на использование непосредственно прошлого стокового ряда наблюдений. Первые разработки в этой области выполнили Холл и Бурас (1961—1965 гг.), которые применили ДП. Наиболее полной работой этого плана является работа Янга (1966 г.), в которой рассмотрены вопросы синтеза водотока, детерминистическая оптимизация (основанная на ДП) и регрессионный анализ. Последний применен для определения зависимости отдач от уровней водохранилища и величин предыдущего притока. Янг рассматривал лишь одиночные водохранилища. Однако отмечается, что его подход перспективен и для систем водохранилищ. Но при этом подходе не решен ряд важных вопросов, например какие переменные и в каком виде включать в регрессионное уравнение, какие потери эффективности управления имеют место по сравнению с явным вероятностным подходом (с практической точки зрения эти потери представляются несущественными).

Работы по системам водохранилищ. Большое внимание в литературе США и Канады уделяется и диспетчерским графикам для систем водохранилищ. Рифс (1963 г.) показал, что применение для систем водохранилищ явного стохастического подхода ведет к резкому увеличению затрат машинного времени на расчет. Швайг и Коль (1968 г.) применили ДП к системе из двух водохранилищ и установили, что стоимость расчетов очень высока даже при рассмотрении упрощенного водотока. Такие же результаты получили Габлинжер (1971 г.), Хаук и Кеппе (1978 г.).

* Перевод работ Д. Литтла, Д. Гессфорда и С. Карлина, Ву-Чанг-Пу, относящихся к одиночным водохранилищам, содержится в [51].

Более перспективен для систем водохранилищ неявный стохастический подход. Холл и Рифс (1966 г.) оптимизировали на основе этого подхода три водохранилища, входящих в энергокомплект Оровилл — Термалито в Северной Калифорнии (шестилетний гидрологический ряд, ДП). Подход оказался успешным, но дорогостоящим для расчетов на ЭВМ. Пэрик (1966 г.) предложил метод, названный им «линейным динамическим расщепленным программированием». ДП при этом используется для оптимизации правил отдельных водохранилищ, а ЛП — для объединения водохранилищ в систему. При этом подходе из решения на основе ЛП берутся двойственные переменные для ограничения решений, выполняемых с помощью ДП. В свою очередь, решение с помощью ДП дает колонки матриц ЛП. Оптимальное решение достигается итерациями между ДП и ЛП. Метод проверен на системах из двух и четырех водохранилищ при 24- и 36-месячных расчетных интервалах. Сходимость итерационного процесса оказалась хорошей, что говорит о перспективности метода. На основе этого метода Бурас (1965 г.) разработал упрощенную модель для системы водохранилищ Сакраменто — Велли в Северной Калифорнии (четыре водохранилища, десятилетняя выборка гидрографов). Холл и др. (1969 г.) развили метод Пэрика: вместо использования двойственных переменных в части модели с ДП они предложили определять и задавать для модели с ДП некоторые ограничения, что оказалось более эффективным (учтено, что время решения на основе ДП уменьшается при сужении области определения). Рифс и Бодин (1970 г.) сделали подход Пэрика более практичным, но в то же время они пришли к выводу, что этот подход очень дорог по вычислениям. Например, расчет одной частной модели потребовал 20 ч работы на ЭВМ ИБМ 360/50.

В конце 60-х годов вследствие большой трудоемкости рассмотренных выше подходов стали искать упрощенные решения. Ревелл, Джерес и Кербей (1969 г.) предложили интересное упрощение под названием «правило линейного решения». Это правило ранее (1958 г.) было предложено Чарнесом, Купером и Симондсом для определения степени очистки масел при нагреве с учетом стохастической зависимости от погоды. Применительно к водохранилищам это правило заключается в следующем: предполагается, что отдача из водохранилища r_t в t -м интервале линейно зависит от наполнения водохранилища s_t на начало этого интервала, т. е. $r_t = s_t - b_t$, где b_t — определяемый параметр модели. Для указанного линейного правила решение может эффективно выполняться с помощью ЛП.

В серии работ (Ревелла, Кербея, Джереса, Либмана, Найка, Аора и др.) этот подход был модифицирован, расширен и применен для решения проблем управления. Однако во многих работах (например, Лаукса, Дорфмана, 1975 г.) было показано, что линейное правило дает большие потери в эффективности управления, потому что на управление системой этим правилом накладываются очень жесткие ограничения. Положение существенно не улучшается, если в правую часть уравнения

этого правила ввести член, зависящий от расхода реки. Сделан вывод, что это правило непригодно для определения оптимальных диспетчерских графиков одиночных и систем водохранилищ.

Интересное исследование было выполнено в 1970 г. применительно к Техасской системе водоснабжения. Одной из многих моделей, разработанных для этой системы, была оптимизационная модель, названная моделью распределения воды. В этой модели используется алгоритм Фулкерсона (оптимизация потоков на графе) и решается специальная задача ЛП: система водохранилищ представлена как сеть с емкостями, сосредоточенными в точках пересечения линий и соединяющих дуг. Решение определяется критерием получения минимальной общей стоимости потоков через все дуги. Учитываются ограничения по непрерывности потоков и по допустимым пределам потока в каждой дуге. Решение производится последовательно для временных интервалов. Алгоритм применен для системы из 18 водохранилищ с 42 дугами для 36-летнего гидрологического ряда. Время счета на ЭВМ оказалось большим, но оно в 20 раз меньше (а объем памяти в 35 раз меньше) по сравнению с временем счета по стандартному алгоритму ЛП.

Лаукс (1976 г.) разработал и применил для ряда задач планирования режимов водохранилищ алгоритм с использованием ЛП для определения гарантированных отдач для всего речного бассейна (т. е. для предварительного определения соответствующих зон на рис. 5.1, которые затем могут быть уточнены на основе более точных имитационных исследований).

Однако основное внимание в практике США и Канады уделяется разработке и применению имитационных моделей. Оптимизационные модели на практике применяются в более ограниченном объеме, чем имитационные модели. Правила, получаемые на основе оптимизационных моделей, уточняются на имитационных моделях.

В имитационных моделях для поиска решений, близких к оптимальным, используется процедура проб и ошибок, что, конечно, требует проведения большого числа расчетов и больших затрат времени на ЭВМ.

Но имитационные модели имеют и ряд преимуществ, обусловивших их широкое распространение. Они позволяют более детально моделировать изучаемую систему. Они гибки при определении правил для водохранилищ многоцелевого назначения, когда некоторые цели не могут быть оценены экономически (например, использование водохранилищ для отдыха, учет фактора сохранения рыбных запасов и живой природы и т. п.). И, наконец, ценно, что они более активно вовлекают в процесс выработки правил управления технологов, управляющих режимом, что позволяет использовать интуицию, опыт и знания последних и тем самым создать у них большую заинтересованность в практическом применении моделей.

В США и Канаде разработаны и используются тысячи разнообразных имитационных моделей. Они в основном предназначены для неэнергетических водохозяйственных систем и имеют частный характер.

Но имеется и ряд моделей более общего назначения. Так модель НЕС-3, разработанная Корпусом инженеров США в 1970 г., имитирует отдачу систем водохранилищ многоцелевого назначения и пригодна для любой системы водохранилищ и каналов. Расчет отдач идет от верхнего к нижнему водохранилищам каскада (обычно три итерации в каждом временном интервале) и от первого ко второму, третьему и т. д. расчетным месячным интервалам с повторением итераций (аналогия модели расчета режимов ГЭС на заданные параметры, рассмотренной в гл. 9). Расчеты ведутся для серии гидрографов с последующим суммированием отдач.

В одной из модификаций этой модели рассматриваются и уточняются в ходе имитации также указанные на рис. 5.1 зоны и линии диспетчерского графика. Алгоритм диспетчеризации для системы водохранилищ предусматривает работу всех водохранилищ в идентичных зонах или подзонах, что хотя и не оптимально, но позволяет гибко менять и учитывать характерные линии и зоны диспетчерского графика.

Модель НЕС-3 широко распространена на практике в том числе и потому, что модель хорошо документирована. Для системы «Арканзас» эта модель служила для имитации работы 18 водохранилищ и 8 ГЭС по 21-летнему гидрологическому ряду. С помощью имитации определялись оптимальные правила управления.

В модели SIMYLD-II, разработанной для Техасской системы водоснабжения, содержится и оптимизационный блок: по алгоритму Фулкерсона в каждом интервале определяются оптимальные правила управления.

В модели, разработанной для департамента защиты окружающей среды г. Нью-Йорка, учитываются также интересы защиты нижних бьефов от наводнений и получила развитие идея «зонирования» водохранилищ (см. рис. 5.1). В ходе имитации определяется положение отдельных зон и осуществляется поддержание всех водохранилищ в одинаковом зональном положении.

В модели ACRES оптимизационный алгоритм Фулкерсона используется для минимизации отклонений от соответствующих линий диспетчерского графика, т. е. с помощью этого алгоритма реализуется поддержание всех водохранилищ в одинаковых зонах. В этой модели имитация начинается с отражения недавней практики работы системы (так называемая калибровка системы). Далее с участием персонала системы и системных аналитиков обсуждаются и имитируются улучшения в управлении системой.

Ниже приводятся модели, используемые при управлении отдельными водохозяйственными системами.

Система водохранилищ TVA района Теннесси Вэлли на юго-востоке США предназначена для защиты от наводнений, производства гидроэнергии и создания условий для навигации. Дополнительные цели — улучшение качества воды, создания условий для отдыха на водохранилищах. При нормальных условиях (т. е. после выполнения требований

по защите от наводнений) основной задачей становится экономичное производство гидроэнергии. Начиная с 1972 г. осуществляется проект создания системы моделей по управлению водохранилищами. Преследуются цели улучшения информационного обеспечения, повышения оперативности принятия решений по управлению, оптимизации управления. Модели в максимально возможной степени используют количественные оценки эффективности для определения относительных достоинств альтернативных решений. Имеются модели как для прогнозирования входной информации, так и для имитации функционирования системы водохранилищ, оценки целей управления и исследований по оптимальной стратегии управления. Модели предназначаются для использования в условиях эксплуатации, а также при оценке проектов развития системы. Они решают задачи как долгосрочного планирования режимов по неделям, так и недельного планирования по суткам и суточного планирования по часам. Например, долгосрочная модель разработана для 18 водохранилищ на период 25 предстоящих недель. Оптимизация с помощью ДП осуществляется по критерию получения минимума так называемого индекса отдач — это сложная функция, отражающая интересы пяти участников ВХК (пока что учитываются стоимость гидроэнергии и ущербы от наводнений). Имеются как детерминированная, так и стохастическая модели; вторые — уменьшенного объема. Выполнение режимных ограничений регламентируется заданными приоритетами. В краткосрочных моделях учитывается динамика водного потока с целью контроля половодья и улучшения качества воды. Завершение разработки и внедрение всей серии моделей запланированы к 1985 г.

Другая система водохранилищ (Централ Вэлли в западной части США) также представляет сложную водохозяйственную систему многоцелевого назначения. Для этой системы математические модели разрабатываются с 1970 г. в трех основных направлениях: для системной эксплуатации, для оценки качества воды и гидрологические модели. Особый интерес представляют модели для системной эксплуатации большого числа водохранилищ и связанных с ними каналов, насосных станций и ГЭС. Важной целью управления водохранилищами является увеличение производства гидроэнергии, для чего в помощь технологам разработано 6 моделей: долгосрочные на период 12 предстоящих месяцев, месячные на 31 предстоящие сутки, суточные с расчетами по 24 ч. Долгосрочные модели включают как оптимизационные, так и имитационные модели. Оптимизационная модель рассчитывает оптимальный режим четырех основных водохранилищ системы на основе метода ДП (исследуется и сочетание ДП с ЛП). Суточная модель является оптимизационной; оптимизация осуществляется итерациями на основе методов ДП и ЛП. Такая модель помимо часовых нагрузок ГЭС определяет и наиболее выгодный состав работающего оборудования (ведутся работы по определению числа определяемых моделью пусков — остановок оборудования в соответствии с требованиями практики). Интересны некоторые итоги восьмилетнего периода разработки и использования

моделей в Централ Вэлли. Выработка гидроэнергии на единицу воды за этот период возросла на 10 % — часть этого увеличения выборки связана с использованием моделей. Пользу принесло не только непосредственное использование моделей, но и сам процесс их разработки, позволивший лучше познать систему. Модели особенно полезны при замене эксплуатационного персонала новым: для более быстрого получения знаний новым персоналом в части принятия решений по управлению. Очень эффективным оказалось сочетание имитационных моделей с оптимизационными. Оптимизационные модели особенно полезны на начальном этапе подготовки решений по управлению; последующие же уточнения этих решений целесообразно возлагать на имитационные модели. Целесообразны разработка семейств моделей — от наиболее простых правил и методов анализа до сложных и детальных.

Отмечается актуальность дальнейшего развития методов и моделей для улучшения управления системами водохранилищ. Улучшение моделей должно полнее отражать изменяющиеся гидрологические, экономические и социальные условия, базироваться на более точных гидропрогнозах, особенно прогнозах маловодных и многоводных условий. Указывается, что еще не решена проблема оптимального управления системами водохранилищ. В части оптимизационных моделей более актуальной считается разработка явного стохастического подхода, обеспечивающего более строгое решение. Пока что такие подходы применимы лишь для систем с малым числом водохранилищ (для TVA разрабатывается оптимизационная модель для шести регулирующих водохранилищ), в дальнейшем возможности оптимизационных методов возрастут. Но пока этого нет, для управления систем более чем из пяти-шести водохранилищ более перспективны имитационные модели. С целью сокращения стоимости расчетов на ЭВМ имитацию рекомендуется выполнять в основном по двум-трем гидрографам, а не по длинному гидрологическому ряду. Оптимизационные модели шире внедряются для систем ГЭС, где возможен стоимостный критерий оптимизации. Для неэнергетических участников ВХК принятие решений основывается почти исключительно на имитации. Но и для систем с ГЭС путем имитации определяют характерные линии диспетчерских графиков, регламентирующие взаимоотношения разных участников ВХК. При оптимизации эти линии учитываются как ограничения.

Отмечается актуальность проблемы достижения лучшего взаимопонимания системных аналитиков (разработчиков моделей и программ) с технологами.

5.5. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНЫХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ГРАФИКОВ ВОДОХРАНИЛИЩ

Разработка машинных программ расчета диспетчерских графиков во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ проводилась для двух целей: разработка эксплуатационных программ для конкретных объектов с целью их исполь-

зования в практике эксплуатации ГЭС и разработка исследовательских программ для выявления эффекта от оптимизации диспетчерских графиков, сопоставления графиков разных видов и т. п.

Разработаны разнообразные программы для одиноких водохранилищ, основанные на динамическом программировании и вероятностном описании стока функциями распределения вероятностей. К этой же группе относятся и программы для систем водохранилищ, но когда в этой системе имеется лишь одно водохранилище длительного регулирования. В число этих программ входит и программа, используемая для сопоставления оптимальных и проектных диспетчерских графиков.

Для систем водохранилищ длительного регулирования разрабатывались лишь экспериментальные программы. Эти программы основывались как на функциях распределения вероятностей речного стока, так и на расчетных выборках гидрографов.

В других организациях разрабатывались и применялись на практике программы построения оптимальных управляющих функций диспетчерских графиков, основанные на регрессионной обработке результатов детерминированных расчетов серии гидрографов.

Пример 1. Сопоставление оптимальных и проектных диспетчерских графиков ГЭС¹. Сопоставлялись диспетчерские графики, определенные на основе метода динамического программирования, с диспетчерскими графиками, построенными с помощью принятых в проектной практике методов. Расчеты велись для двух случаев одиночных ГЭС с водохранилищами сезонного (годового) регулирования, расположенных на реках с преимущественно снеговым питанием.

Рассмотрим сначала некоторую ГЭС-1. По этой ГЭС имелся диспетчерский график, разработанный проектной организацией. По тем же исходным данным, что и у проектной организации (в том числе и при тех же ограничениях), был произведен расчет оптимального диспетчерского графика ГЭС по критерию оптимальности (максимума выработки гидроэнергии). Далее по обоим диспетчерским графикам (оптимальному и проектному) назначались режимы ГЭС применительно к гидрографам прошлого ряда стоковых наблюдений (23-летний ряд). Результаты расчетов сравнивались по выработке гидроэнергии.

Кроме того, по всему ряду прошлых гидрографов производились расчеты оптимальных режимов ГЭС в предположении полного предвидения стока (детерминированные оптимизационные расчеты). Последние расчеты играли роль эталона — показывали, какой выигрыш в энергии можно получить за счет приближения вероятностного характера гидропрогноза к детерминированному.

Характеристики ГЭС-1 следующие: установлено семь однотипных агрегатов общей мощностью 400 МВт, напоры брутто ГЭС изменяются

¹ Расчеты выполнены во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ В. Е. Косоротиковой.

в диапазоне 12—20 м, водохранилище обеспечивает сезонное регулирование стока.

При расчете оптимального диспетчерского графика для весеннего периода брались пятидневные расчетные интервалы, а для летне-осенне-зимнего периода — месячные расчетные интервалы. Сток описывался простым марковским процессом. В расчете учитывались все имеющие место режимные ограничения, в том числе зафиксированные в диспетчерском графике проектной организации гарантии обеспечения требуемого энергоснабжения. Оптимальные управляющие функции диспетчерского графика для каждого расчетного интервала имели вид $Z_{\text{об}}^{\text{опт}}(i+1) = f(Z_{\text{об}}(i), Q_{\text{pi}})$.

В результате сравнительных расчетов по 23-летнему ряду гидрографов получены кривые продолжительности разницы годовой выработки

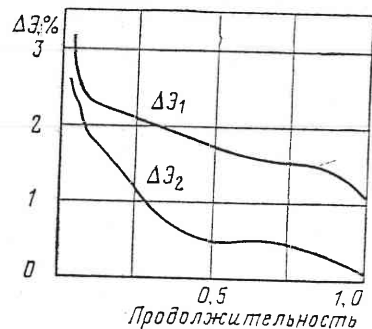


Рис. 5.5. Кривые продолжительности ΔZ_1 и ΔZ_2 , подсчитанные по 23-летнему стоковому ряду

энергии ГЭС оптимального и проектного диспетчерских графиков ΔZ_1 и разницы годовой выработки энергии ГЭС детерминированных расчетов и расчетов на основе оптимальных диспетчерских графиков ΔZ_2 (рис. 5.5). Во все годы оптимальные диспетчерские графики дали большую выработку энергии ГЭС по сравнению с проектными диспетчерскими графиками: эта разница в выработке энергии изменяется в диапазоне от 2,6 до 1,02%, составляя в среднем за 23 года 1,8%. Эти цифры показывают существенную экономическую эффективность ведения режимов ГЭС по оптимальному диспетчерскому графику. Расчеты на заданные гидрографы дали в среднем за 23 года повышение выработки по сравнению с оптимальным диспетчерским графиком приблизительно на 0,5%. Последние цифры характеризуют экономический выигрыш, который может быть получен, если за счет совершенствования техники гидропрогнозирования станет возможным практически однозначное предвидение стока.

По данной ГЭС был дополнительно проведен упрощенный расчет диспетчерского графика в зоне избыточных отдач, когда вместо условных кривых распределения вероятностей расходов реки брался условный средний расход реки (принималось $C_v=0$). Оптимальный диспетчерский график при этом почти не изменился, а трудоемкость расчетов снизилась почти в 1,5 раза.

В качестве другого варианта сопоставления оптимального и проектного диспетчерских графиков рассматривалась ГЭС-2 с установленной мощностью 600 МВт с напорами 14—20 м и водохранилищем, обес-

печивающим сезонное регулирование стока. Сопоставление диспетчерских графиков производилось только для половодного периода — в этот период дисперсия кривой распределения прогноза притока небольшая. Оптимальный диспетчерский график строился (как и проектный) по критерию максимума выработки гидроэнергии. Речной сток описывался простым марковским процессом. Однако все половодья (как и в проектном графике) были разделены на три группы — для маловодных, средних и многоводных годов, и предполагалось, что перед началом каждого половодья по гидропрогнозу можно определить, в какую группу попадает это половодье. Соответственно и диспетчерские графики строились отдельно для каждой группы половодий. Особенностью построения оптимальных диспетчерских графиков в данном случае являлся учет вероятностного ограничения по предотвращению наводнений: вероятность непревышения расхода воды в нижний бьеф 10 500 м³/с обеспечивалась с вероятностью $P_n=0,99$. Оптимальные диспетчерские графики строились в условной календарной, отсчитываемой от начала половодья, шкале времени, за которое принималась дата перехода расхода реки через 1000 м³/с.

Расчеты режимов ГЭС по диспетчерским графикам и по детерминированной модели для прошлого ряда гидрографов дали следующие результаты. Наибольшая выработка энергии ГЭС получена в детерминированных расчетах на заданные гидрографы. Выработка энергии ГЭС по оптимальным диспетчерским графикам оказалась ниже выработки энергии предыдущего случая на 2,4—4,2% (разные цифры для разных групп водностей половодий). Проектные диспетчерские графики дали еще меньшую (на 1,2—4,08%) выработку энергии ГЭС, чем оптимальные диспетчерские графики.

Приведенные расчеты показывают существенную экономическую эффективность применения оптимальных диспетчерских графиков.

Пример 2. Диспетчерские графики для каскада из трех ГЭС с верхним водохранилищем многолетнего регулирования¹. Рассматривался каскад из трех ГЭС, в котором верхняя ГЭС-1 имеет водохранилище многолетнего регулирования, а ГЭС-2 и ГЭС-3 — водохранилища суточного регулирования. В створах 1 и 2 нижнего бьефа ГЭС-1 учитывались заданные ограничения в форме неравенства по среднеинтервальным расходам реки. Установленные мощности ГЭС соответственно были равны 18, 48 и 84 МВт, средние напоры — соответственно 10,9; 10,5 и 22 м. В расчетах учитывались также ограничения по среднеинтервальным расходам воды в нижние бьефы ГЭС, по уровням водохранилищ, по суммарной гарантированной мощности трех ГЭС в каждом интервале. Река, на которой расположены ГЭС, имеет преимущественно снеговое питание. Сток реки примерно поровну делится на участок выше ГЭС-1 и участок между ГЭС-1 и ГЭС-2. Имелся 49-летний

¹ Расчеты выполнены в ВЦ ГТУ Ю. Г. Масютинной.

ряд стоковых наблюдений. Речной сток описывался простым марковским процессом.

Расчеты диспетчерских графиков производились в межень по месячным, а в половодье — по декадным интервалам. Управляющие функции диспетчерского графика строились только для водохранилища верхней ГЭС и имели следующий вид:

$$Z_{вб}^{опт}(i+1) = f(Z_{вб}i, Q_{pi}),$$

где Q_{pi} — сумма приточности к створу верхней ГЭС и боковой приточности между ГЭС-1 и ГЭС-2.

Расчеты проводились по критерию максимума выработки гидроэнергии, режимы энергосистемы учитывались заданием соответствующих ограничений на суммарную гарантированную мощность каскада ГЭС.

Целью расчетов была оценка эффективности различных правил регулирования режима сработки и наполнения водохранилищ ГЭС.

Сопоставлялись три правила регулирования (назначение режима ГЭС): I) по критерию максимальной выработки энергии на ГЭС в условиях однозначно заданной гидрологической информации (детерминированные расчеты); II) по диспетчерским графикам, реализующим максимум математического ожидания выработки на ГЭС за многолетний период при условии полного отсутствия возможностей долгосрочного предвидения стока; III) по диспетчерским графикам, реализующим максимум математического ожидания выработки на ГЭС за многолетний период, но при наличии возможностей прогнозировать объем стока на ближайший расчетный период (сезон, год).

Правила регулирования I рассчитывались по программе оптимизации длительных режимов ГЭС в детерминированной постановке, II — на основе 49-летнего ряда стоковых наблюдений по оптимальным диспетчерским графикам; правила регулирования III представляют собой набор оптимальных диспетчерских графиков, построенных отдельно для лет малой и повышенной водности по признаку суммарной приточности за год.

Первая серия сравнительных расчетов проводилась для четырехлетнего периода, состоящего из одного многоводного года, года средней водности и двух маловодных лет. Результаты регулирования по правилам I—III представлены в табл. 5.1.

Как и следовало ожидать, наибольшую энергоотдачу ГЭС имеем при регулировании по правилу I, далее по правилам III и II. Ввиду отсутствия детерминированных гидропрогнозов результаты регулирования по правилу I в практических результатах недостижимы, но тем не менее их целесообразно иметь для оценки эффективности разрабатываемых правил учета вероятностного характера гидрологической информации.

Годы	Выработка энергии на ГЭС, млн. кВт·ч, при различных правилах регулирования		
	I	II	III
1945—1946 (многоводный)	755,278	731,721	744,647
1946—1947 (маловодный)	531,935	614,273	552,799
1947—1948 (маловодный)	436,887	417,435	424,756
1948—1949 (средний)	708,612	628,098	696,366
Всего	2432,712	2391,513	2418,562

Сравнивая результаты регулирования по правилам I и II, получаем, что потери энергоотдачи каскада, обусловленные вероятностным характером гидрологической информации, составляют около 41 млн. кВт·ч, или 1,7 % суммарной выработки каскада. Введение в методику расчета учета долгосрочного прогноза только водности года (правило III) позволяет эти потери сократить на 60 %, что составляет 1 % суммарной выработки. Повышение энергоотдачи обусловлено уменьшением холостых сбросов воды в многоводном 1945/46 г. за счет более глубокой предполоводной сработки водохранилища, а также работой ГЭС-1 на более высоких напорах в последующие годы.

Расчеты для более длинного ряда также показали большую эффективность правила III. Повышение выработки на ГЭС для 49-летнего периода составило 10,8 млн. кВт·ч, что соответствует 0,3 % суммарной выработки энергии за этот период.

ГЛАВА 6

РАСЧЕТЫ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В БЬЕФАХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

6.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДОВ РАСЧЕТА

Режимы уровней и расходов воды в бьефах ГЭС. Гидроэлектростанции, как известно, работают в основном в пиковой и полупиковой зонах суточных графиков нагрузки энергосистем, вследствие чего их режимы мощностей, расходов и другие режимные параметры резкопеременны во времени.

Наиболее значительна внутрисуточная неравномерность режимов ГЭС: многие ГЭС в течение суток могут изменять свой режим работы от полной остановки (ночные часы) до полной мощности (часы пик).

Значительно различаются среднесуточные нагрузки ГЭС по дням недели вследствие недельного регулирования, ко-

торое ведут их водохранилища, что обуславливает снижение нагрузок в выходные дни по сравнению с рабочими днями.

Имеется некоторая (но меньшая, чем в предыдущих случаях) неравномерность средненедельных нагрузок ГЭС: обычно средненедельные нагрузки ГЭС в конце месяцев и кварталов несколько больше, чем в другие периоды. В период весеннего половодья (на ветвях подъема и спада половодья) средненедельные нагрузки ГЭС значительно отличаются друг от друга.

Имеет место различие и в месячных, сезонных, годовых отдачах ГЭС. Таким образом, спектр колебаний расходов ГЭС и уровней воды достаточно широк и разнообразен.

Суточное регулирование нагрузок ГЭС определяет неравномерный режим расходов воды и уровней как в створе ГЭС (неравномерность наиболее велика), так и в удаленных створах, причем неравномерность этих колебаний уменьшается по мере удаления от ГЭС, что иллюстрируется рис. 6.1. Зона влияния суточного регулирования на равнинных реках обычно не превышает 100 км. Амплитуды колебаний уровней в створе ГЭС и на этом расстоянии составляют [37], например, по Рыбинской ГЭС 2 и 0,15 м, по Горьковской ГЭС 1,15 и 0 м, по Волжской ГЭС имени В. И. Ленина 2,2 и 0,38 м. По большинству ГЭС неравномерность суточного регулирования не затрагивает режим уровней верхнего бьефа нижележащей ГЭС каскада, так как расстояние между ГЭС значительно больше 100 км.



Рис. 6.1. Изменения режима уровней воды по длине нижнего бьефа: 1 — створ ГЭС; 2 — 5 км от ГЭС; 3 — 24 км от ГЭС; 4 — 62 км от ГЭС

Однако по некоторым каскадам с малыми расстояниями между ГЭС (например, Свирский каскад) и малой инертностью водных масс бьефа указанные условия не соблюдаются, поэтому при расчете уровней верхнего бьефа нижележащей ГЭС необходимо учитывать неустановившееся движение воды, обусловленное расходами вышележащей ГЭС.

При недельном регулировании большая неравномерность уровня режима является следствием перехода от рабочего дня к выходному и от выходного дня к рабочему. Неравномерность среднесуточных расходов ГЭС по дням недели также сглаживается вниз по течению, но зона влияния этой неравномерности больше, чем внутрисуточной. То же самое можно сказать о неравномерности средненедельных нагрузок ГЭС.

В гидравлике различают установившееся (не изменяющееся во времени) и неустановившееся движение воды в открытом русле. Любой неустановившийся режим можно упрощенно заменять серийей установившихся режимов для разных интервалов времени. Анализ внутрисуточных режимов показывает, что погрешность от такой замены наиболее велика и часто неприемлема. Эта погрешность снижается при переходе к внутринеделной, внутримесячной и другим неравномерностям. В этом состоит главное качественное отличие различных видов колебаний и показателей режима водного потока. Следует разъяснить, что понимается под учетом неустановившегося движения воды при расчете режимов потоков.

Для створа нижнего бьефа ГЭС и любого удаленного контролируемого створа на основе материалов гидрометрических наблюдений устанавливается стационарная кривая связи $Z_{нб}(Q_{нб})$ (для подпертых русл $Z_{нб}$ зависит также и от $Z_{вб}$ нижележащей ГЭС). При учете неустановившегося движения воды нарушается однозначность этой связи расходов и уровней, что иллюстрировано на рис. 6.2: при подъеме расходов реальные уровни ниже кривой связи, а при спаде уровней они выше кривой связи. Отличие пунктирной линии от сплошной количественно характеризует эффект, достигаемый учетом неустановившегося движения воды. Как видно, учет этого эффекта необходим при значительном различии указанных уровней: для створа ГЭС значительность определяется сопоставлением с напором ГЭС, для удаленных створов — допустимыми ошибками расчета уровней для соблюдения требований неэнергетических водопотребителей и водопользователей. Обычно последние

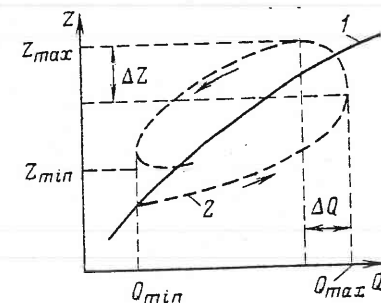


Рис. 6.2. График изменения уровня нижнего бьефа:

1 — при установившемся движении; 2 — при неустановившемся движении

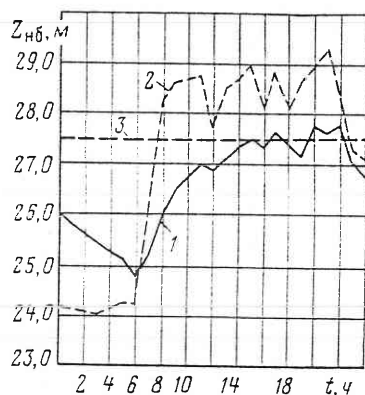


Рис. 6.3. Иллюстрация хода изменений уровней нижнего бьефа Волжской ГЭС имени В. И. Ленина:

1 — фактические уровни нижнего бьефа; 2 — уровни нижнего бьефа, соответствующие по стационарной кривой связи фактическому графику расходов воды; 3 — уровень нижнего бьефа, соответствующий по стационарной кривой связи фактическому среднесуточному расходу воды

ГЭС. Обычно последняя идеализация дает меньшую погрешность, чем расчет уровней в каждый час суток по стационарной кривой связи. Иллюстрацией сказанного можно видеть на рис. 6.3. Поэтому при расчетах оптимальных суточных режимов ГЭС часто предполагают постоянство напора ГЭС в течение суток.

Задачи расчета. В практике режимных расчетов в условиях эксплуатации необходимы следующие расчеты неустановившегося движения воды в бьефах ГЭС:

а) расчет хода изменения уровней нижних бьефов непосредственно в створе ГЭС внутри планируемых или текущих суток, а также внутри суток планируемого недельного периода;

б) расчет на те же временные периоды хода изменения уровней верхних бьефов в створе ГЭС и расходов воды, поступающих к ГЭС, для ГЭС с малыми водохранилищами и небольшими расстояниями между ступенями каскада, когда неравномерный в течение суток режим расходов воды от вышестоящей ГЭС проявляется в форме неустановившегося движения в верхнем бьефе анализируемой ГЭС;

в) расчет хода изменения уровней в одном или нескольких контрольных створах, удаленных от створа ГЭС;

требования более жесткие, чем требования учета неустановившегося движения воды при расчетах режимов ГЭС.

Эффект влияния неустановившегося движения воды зависит от характеристик русла и потока — инертности водных масс бьефа. Если инертность мала, то реальный ход уровней следует стационарной кривой $Z_{нб}(Q_{нб})$. Если инертность водных масс бьефа очень велика, то справедлива другая крайняя идеализация: полагать уровень нижнего бьефа в течение суток неизменным и равным уровню, определяемому по стационарной кривой связи, но для среднесуточных расходов

г) расчет параметров кривых добегающих расходов воды от вышележащей к нижележащей ГЭС для использования в расчетах годового и сезонного регулирования стока.

Расчеты внутрисуточных изменений уровней в створе ГЭС (пункты «а» и «б») необходимы для расчета и анализа оптимальных режимов низко- и средненапорных ГЭС, когда колебания уровней бьефов, обусловленные неустановившимся движением воды, составляют существенную часть изменения напоров ГЭС. На рис. 6.3 показан внутрисуточный ход изменения уровней нижнего бьефа Волжской ГЭС имени В. И. Ленина. Как видно, колебания уровней, обусловленные неустановившимся движением воды, могут достигать 3,0 м, что даже при напорах ГЭС около 20 м существенно. В этом случае обе идеализации $Z_{нб} = \text{const}$ и $Z_{нб} = f(Q_{нб})$ по стационарной кривой связи неприемлемы.

Расчеты хода колебаний уровней в удаленных от ГЭС створах (пункт «в») требуются обычно для согласования энергетических режимов с требованиями неэнергетических водопотребителей и водопользователей. При этом требуются расчеты как внутрисуточных, внутринедельных, так и внутрисезонных режимов. Например, необходимы такие характеристики внутрисуточных режимов, как предельные (максимальные и минимальные) уровни и амплитуды уровней, которые играют роль для судоходства, а иногда для режима водозаборов, а также обеспечения требований городов и населенных пунктов, располагающихся на реке. Примером внутрисезонных расчетов могут быть расчеты режима уровней в районе Нижней Волги в половодный период для согласования энергетических режимов ГЭС с требованиями рыбного и сельского хозяйства.

Расчеты параметров кривых добегающих расходов воды (пункт «г») необходимы при расчетах по уточненной модели долгосрочных режимов ГЭС (см. гл. 3). Особенно необходимы такие уточненные расчеты для периода половодья и для ГЭС, осуществляющих срезку паводковых вод для защиты нижележащей территории от наводнений.

Рассматриваемые далее методы расчета неустановившегося движения воды ориентированы на перечисленные задачи. Особенностью методов решения этих задач является участие этих расчетов в общей модели оптимизации режимов ГЭС, что обуславливает требования к расчету неустановившегося движения воды в части всемерного сокращения трудоемкости расчетов. Поэтому используются упрощенные (инженерные) методы, что, естественно, не исключает применения разрабатываемых рядом организаций

более строгих методов, которые используются вне циклов оптимизации режимов ГЭС и играют роль оценочных эталонных расчетов. Второй особенностью рассмотренных задач является их эксплуатационная направленность, что раскрывает широкое поле применения различных идентификационных моделей. При этом для идентификации давно используются современные оптимизационные методы нелинейного программирования [39, 70]; настоящая работа также целиком базируется на идентификации с использованием оптимизационных методов.

Общая характеристика модели расчета. Реальные условия передвижения водных масс в руслах рек и водохранилищах ГЭС настолько сложны и многогранны, что любая математическая модель расчета неустановившегося движения воды является очень грубой схематизацией действительных явлений. Это в полной мере относится и к наиболее известной модели, использующей уравнения в частных производных Сен-Венана:

$$\left. \begin{aligned} i_0 - \frac{\partial h}{\partial S} &= \frac{U^2}{C^2 R} \mp \frac{\alpha}{g} \left(U \frac{\partial U}{\partial S} + \frac{\partial U}{\partial t} \right); \\ \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial S} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

где Q —расход водного потока; S —расстояние от створа ГЭС до анализируемого; ω —площадь живого сечения; t —время; i_0 —уклон дна реки; U —средняя скорость потока в данном сечении; C —коэффициент Шези; R —гидравлический радиус; g —ускорение свободного падения; h —глубина потока; α —коэффициент Кориолиса.

Первое уравнение (6.1) является уравнением движения (динамического равновесия): оно выражает условие равновесия по 2-му закону Ньютона сил (трения, тяжести), действующих на объем жидкости на отрезке расстояния dS и в интервале времени dt .

Второе уравнение (6.1) является уравнением неразрывности водного потока: разность расходов в двух отстоящих на dS створах в некотором интервале времени Δt балансируется с изменением объема водного потока, заключенного на участке открытого русла между этими створами.

В той или иной форме уравнения движения и неразрывности участвуют и в приближенных методах, так как эти условия отражают фундаментальные законы природы—сохранения энергии и сохранения материи.

Уравнения Сен-Венана относятся к тому типу уравнений (гиперболические нелинейные), решение которых воз-

можно только численными методами. В результате решения они дают значения Q и h в функции от двух переменных S и t .

Известен ряд строгих методов численного интегрирования этих уравнений, в том числе давно используемые методы—метод характеристик и метод мгновенных режимов. Очевидно, решение этих уравнений возможно лишь при задании гидравлических и объемных характеристик русла, например модуля расхода $K=f_1(\omega, S)$ и глубины потока $h=f_2(\omega, S)$, определяемых из топографических материалов и натурных гидрометрических наблюдений за водным потоком. Кроме того, должны быть заданы начальные условия (состояние потока в начальный момент времени t_0) и два граничных условия—режимы потока в начальном и конечном сечениях для разных моментов времени.

Кроме строгих известны и приближенные методы решения уравнений Сен-Венана, например методы волн малой амплитуды, в которых ввиду малости не учитываются квадраты и произведения отклонений параметров неустановившегося режима по сравнению с установившимся.

Методы, основанные на модели Сен-Венана, отражают основные закономерности водного потока и дают удовлетворительные результаты при наличии доброкачественных исходных данных. Недостатком этих методов является необходимость в большом объеме исходных данных, которые определяются обычно очень неточно и требуют больших затрат труда на их получение.

Более общими моделями расчета неустановившегося движения воды являются двумерные модели, в которых показатели режима водного потока не только ставятся в зависимость от S и t , но и дифференцируются по перечнику русла. Однако такие модели почти не используются, главным образом, из-за отсутствия исходной информации, которая для этих моделей еще более обширна.

Все рассмотренные выше модели являются моделями с распределенными параметрами [39]. Другой класс моделей составляют модели с сосредоточенными параметрами. В настоящей книге рассматриваются только такие модели. Примером таких моделей будут модели расчета уровней воды в створе ГЭС по известному ходу изменения расходов воды, расчета расходов воды в удаленном от ГЭС створе по известному ходу изменения расходов воды в створе ГЭС и т. п.

Модели с сосредоточенными параметрами имеют, как правило, в своей основе также физические представления

о природном процессе, однако эти представления, конечно, не так полно отражают действительность, как модели с распределенными параметрами. Однако модели с сосредоточенными параметрами требуют меньше исходной информации и расчеты по ним значительно более простые. Поэтому модели с сосредоточенными параметрами и получили широкое практическое распространение.

Задачи идентификации применительно к моделям расчета неустановившегося движения воды. Модель расчета осуществляет преобразование входных данных $X(t)$ (например, расходов воды через ГЭС) в параметры управления $Y(t)$ с помощью некоторого закона (оператора) преобразования F , т. е.

$$Y(t) = F[X(t)]. \quad (6.2)$$

В качестве операторов преобразования могут выступать в общем случае операторы дифференцирования, интегрирования или более простые функции преобразования. Операторы преобразования могут быть как линейными, так и нелинейными, зависящими или не зависящими от времени (в последнем случае—стационарные).

Применительно к рассматриваемым динамическим системам условия стационарности в некоторые периоды времени обычно полагают выполненными (в эти периоды условия формирования стока можно полагать неизменными).

Для линейных стационарных систем оператором преобразования будет обыкновенное дифференциальное уравнение с постоянными коэффициентами, решение которого при нулевых начальных условиях сводится к интегралу Дюамеля, получившему распространение в практике гидрологических расчетов [39]:

$$Y(t) = \int_0^t P(t - \tau) X(\tau) d\tau, \quad (6.3)$$

где $P(t - \tau)$ —переходная функция или функция влияния (в гидрологии она называется кривой добегаания).

Эта функция обладает рядом свойств: $P(t - \tau) = 0$ при $t \leq \tau$, $\int_0^{\infty} P(t) dt = 1$ и др.

Для нестационарных линейных операторов преобразования решением будет уравнение

$$Y(t) = \int_0^t P(t, \tau) X(\tau) d\tau,$$

где $P(t, \tau)$ является функцией не только от $(t - \tau)$, но и от t .

Конкретный вид функции $P(t, \tau)$ в последнем случае не определен; возможно многообразие этих функций применительно к конкретным процессам.

Наблюдается еще большее многообразие законов управления, когда эти законы (операторы) нелинейны.

Применительно к моделям расчета неустановившегося движения воды необходимо решать две задачи идентификации—идентификацию структуры модели (поиск закона, т. е. оператора управления F) и идентификацию параметров модели для заданного или каждого варьируемого закона.

Более трудной задачей является идентификация структуры модели. Здесь возможны два различных подхода. При первом по физическим соображениям задается ряд структур моделей и далее путем их сопоставления находится наилучшая. При втором ищется оптимальная структура моделей для конкретного априорно установленного класса операторов перехода.

Л. С. Кучмент [39], используя теорию некорректных задач, разработал численный метод нахождения оптимальной функции влияния $P(t)$ в (6.2), т. е. оптимальной структуры линейной модели с сосредоточенными параметрами для стационарного процесса.

Однако наибольший практический интерес представляют нелинейные законы управления—нелинейные операторы F (нелинейные модели). Эти модели лучше отвечают физическим представлениям о движении водного потока, а также реальному виду исходных характеристик русла реки, водного потока и т. п. Общий анализ нелинейных систем может производиться с помощью известного в математике ряда Вольтерра, если выходная величина нелинейной системы слабо зависит от отдаленного прошлого на ее входе:

$$\begin{aligned} y(t) = & \int_{-\infty}^{+\infty} P_1(\tau_1) x(t - \tau_1) d\tau_1 + \\ & + \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} P_2(\tau_1, \tau_2) x(t - \tau_1) x(t - \tau_2) d\tau_1 d\tau_2 + \dots \\ & \dots + \int_{-\infty}^{+\infty} \dots \int_{-\infty}^{+\infty} P_n(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n) x(t - \tau_1) x(t - \tau_2) \dots \\ & \dots x(t - \tau_n) d\tau_1 d\tau_2 \dots d\tau_n, \end{aligned}$$

где $P_i(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i)$ —функции влияния.

Ряд Вольтерра является аналогией ряда Тейлора, но относится не к функциям (как ряд Тейлора), а к функционалам. Первый член ряда Вольтерра характеризует линейные свойства системы, второй—квадратичные и т. д., т. е. точно так же, как и члены разложения в ряд Тейлора.

С помощью разложения функционала в ряд Вольтерра, как и разложения функций в ряд Тейлора, можно решать задачи идентификации для заданного, обычно небольшого числа членов разложения ряда, при этом, конечно, лишь частично учитываются нелинейные свойства системы. Одна из таких задач решена в [39].

Для нелинейных систем можно применить и другой путь решения—довольствоваться лишь нахождением лучшей модели среди ограниченного числа моделей, отобранных для анализа по физическим соображениям. Такой путь анализа систем принят и в настоящей книге.

При сравнении моделей целесообразен последовательный их анализ, т. е. переход от более простой модели к более сложной (постепенное усложнение модели). Такой подход обеспечивает лучшую наглядность получаемых результатов, позволяет оценивать количественно влияние отдельных усложнений модели. С математической точки зрения [39] он позволяет производить поиск решения вблизи фактического минимума функции качества, избегать локальных минимумов.

Репрезентативность расчетной выборки измерений входных величин. В изучаемых моделях время t в явном виде не входит в число параметров модели F , т. е. рассматриваются стационарные модели для стационарных динамических систем. Это заставляет из совокупности наблюдений $x(t)$ отбирать для анализа ансамбли x для некоторого периода T , в течение которого условия формирования $y(t)$ по $x(t)$ не будут изменяться, а значит, и параметры, от которых зависит модель F , постоянны.

В частности, при изучении хода изменения во времени параметров неустановившегося движения воды неизменяемость этих параметров по физическим соображениям можно ожидать лишь для отдельных периодов года, а не всего года в целом. Поэтому отдельно следует подбирать параметры, например, для зимы (ледовый покров) и остального периода года (открытое русло). Так как подпор от нижележащих ГЭС также может влиять на параметры модели, то периоды года с постоянными параметрами модели следует брать еще меньше—примерно с одинаковым подпором от нижележащих ГЭС и т. д.

Таким образом, важным этапом исследований по идентификации является установление периодов года с постоянством параметров модели. Статистика по измерениям $x(t)$, используемая при идентификации, естественно, должна дифференцироваться по указанным периодам года.

Применение формального математического аппарата для определения указанных периодов наблюдений затруднено; можно лишь косвенно судить о правильности сделанного выбора—по качеству работы модели в разные периоды года. Например, ответ на вопрос о том, можно ли брать одинаковые параметры модели для рабочих и выходных дней недели или для разных сезонов года, можно получить, испробовав разные альтернативы и сравнив результаты.

Итак, пусть установлена некоторая область по времени T , для которой справедлива данная структура модели, и требуется решить задачу идентификации параметров модели для $t \in T$. Заметим, что в T можно включать как целые периоды года, так и, например, только рабочие дни некоторого периода.

Предположим, что для всего T имеются данные наблюдений $x(t)$. Требуемые результаты получаем, подбирая параметры модели по данным для всей области T , что, однако, может быть нежелательным из-за трудоемкости расчетов. Кроме того, необходимо в пределах T выделить обучающую последовательность для выбора параметров модели и контрольную последовательность для оценки качества управления и сопоставления разных моделей. В обоих случаях возникает необходимость выбора некоторой сокращенной выборки из $x(t)$, отвечающей заданным требованиям по объему выборки и обеспечивающей условия репрезентативности. Последнее понятие общеизвестно в математической статистике: сокращенная выборка должна достаточно точно представлять генеральную совокупность, под которой будем понимать весь ряд наблюдений. Представительность характеризуется тем, что статистические характеристики сокращенной выборки (например, закон распределения вероятностей) отвечают генеральной совокупности.

Рассмотрим в качестве примера выбор для идентификации из общего числа M суточных графиков нагрузок ГЭС некоторого сокращенного числа m . Полагаем, что все M графиков имеют примерно равные выработки ГЭС, тогда входящие в множество M графики будут различаться лишь внутрисуточной неравномерностью нагрузок ГЭС, что так-

же влияет на расчеты неустановившегося движения воды. Эту неравномерность графиков будем характеризовать, например, коэффициентом неравномерности нагрузок

$$\gamma = N_{гэсmax} / \bar{N}_{гэс},$$

где $N_{гэсmax}$ и $\bar{N}_{гэс}$ — соответственно максимальная и средняя часовая нагрузка ГЭС.

Полагаем, что только коэффициенты γ характеризуют неравномерность графиков нагрузки, а последняя влияет на расчеты неустановившегося движения воды.

Строим по M точкам кривую продолжительности для значений γ (рис. 6.4). На основе этого графика отбираем заданное расчетное число суток t таким образом, чтобы

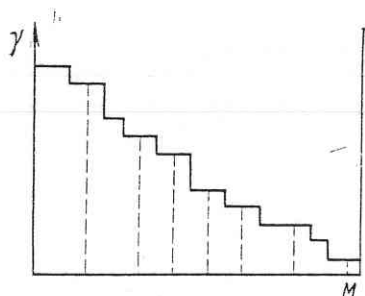


Рис. 6.4. Кривая продолжительности коэффициентов неравномерности нагрузок

кривые продолжительности, построенные отдельно по M и t точкам, совпадали (выбранные t точек показаны на рис. 6.4 пунктиром). При этом средние значения γ , подсчитанные по M и t , должны совпадать (показатель несмещенности оценок).

При недостатке экспериментальных данных необходим целенаправленный выбор экспериментов (наблюдений). В этом случае также целесообразно построить аналогичный рис. 6.4 график, но уже для нагрузок энергосистемы. Полагая сильную корреляционную связь между нагрузками энергосистемы и ГЭС, несложно по графику продолжительности нагрузок энергосистем назвать искомые t графиков нагрузок ГЭС.

Рассмотренные выше приемы можно представить и обосновать строго в терминах математической статистики, используя методы выборочной оценки параметров.

Критерии качества идентификации параметров модели расчета. Можно указать множество критериев качества идентификации параметров модели: минимизации по выборке t средневзвешенной, абсолютной, среднеквадратичной, абсолютной в сторону завышения, абсолютной в сторону занижения погрешностей в y . Указанный список критериев можно было бы дополнить критерием по амплитуде уровней (расходов) воды. В ряде случаев основной интерес для практики представляют погрешности расчета уров-

ней воды только в часы максимальной или минимальной нагрузок, или на ветви подъема или спада нагрузок.

Таким образом, задача идентификации параметров — типичная многокритериальная задача (см. гл. 2). Для решения ее обычно выбирается один критерий из вышеназванных. Выбор критерия определяется назначением расчета и т. д. в; чаще берется критерий минимизации среднеквадратичной погрешности.

Для задач идентификации параметров моделей наблюдается слабая изменчивость в обширной зоне вблизи оптимума критерия качества, т. е. имеем области на гиперповерхности целевой функции типа «плато». В таких случаях необходим анализ по нескольким критериям, указанным выше, в порядке некоторой намеченной приоритетности, т. е. в пределах «плато» по первому критерию нужно выполнять оптимизацию по второму критерию и т. д., а значит, более полно и всесторонне обосновать параметры модели. Такие возможности дает лишь использование для идентификации оптимизационных методов.

Наличие зоны «плато» в задачах идентификации параметров моделей неустановившегося движения воды свидетельствует о том, что эти задачи относятся к классу некорректных задач (см. гл. 2). В таких задачах, строго говоря, следует производить регуляризацию решения, т. е. накладывать некоторые связи на оптимизируемые параметры. Вид этих связей целесообразно определять индивидуально, применительно к конкретным задачам, с учетом дополнительных технических целей (см. гл. 2).

Примером регуляризации может быть соблюдение условия, чтобы для разных сезонов года параметры модели оставались неизменными. При этом не ставится вопрос об обязательности указанного условия: его следует соблюдать лишь в том случае, когда не изменяется критерий качества.

В задачах идентификации параметров модели часто решается задача по уточнению некоторых зависимостей, полученных неточно на основе использования фактических материалов. Примером будет кривая связи расходов и уровней воды для стационарных условий. В таких случаях обязательно нужна регуляризация решения, чтобы не получить случайного различия рассчитанной и натурной характеристик (различие допускается, если оно существенно снизило функцию качества).

Модели могут сопоставляться по тем же критериям, что указывались выше, но на поверочной выборке. Обычно целесообразно рассчитывать различные критерии качества

(среднеквадратичные отклонения, среднее по модулю отклонение и т. п.), с тем чтобы дать возможность технологу визуально более всесторонне сопоставить модели.

После выбора вида и структуры модели и оценки ее параметров целесообразно оценить погрешности модели, что лучше делать на объединенной (обучающей и поверочной) выборке. На основе среднеквадратичной погрешности σ несложно оценить доверительный интервал погрешности Δy в расчете y , отвечающий некоторой доверительной вероятности:

$$|\Delta y| \leq t(p, k) \frac{\sigma}{\sqrt{k}},$$

где $k = n - 1$; n — число измерений; p — доверительная вероятность; $t(p, k)$ определяется по специальной таблице [56], составленной с использованием распределения Стьюдента.

Адаптивная модель. В приведенных задачах в действительности рассматривается нестационарный объект, параметры которого изменяются во времени. Выделение в пределах года областей примерной стационарности объекта вызывает определенные трудности как в части выделения интервалов стационарности, так и в части структуры математической модели, которую вынужденно приходится усложнять.

Для эксплуатационных задач, особенно для задач краткосрочного планирования и оперативного управления, целесообразно непрерывное уточнение параметров модели на основе использования адаптивных моделей, которое производится в процессе работы объекта моделирования.

В адаптивных моделях число общих параметров и уточняемых, в частности, можно без ущерба для точности решения сделать меньшим. Часто оказывается выгоднее применять один универсальный адаптивный алгоритм вместо серии стационарных моделей. В адаптивных алгоритмах можно также использовать меньшее число точек фактических замеров для идентификации. Учитывая меньшие вариации входных переменных, можно применять линейную модель и для нелинейных объектов. Адаптивные алгоритмы имеют большую помехозащищенность и простоту учета дополнительных факторов. Они могут отрабатывать с помощью постоянного члена медленно изменяющиеся неучтенные входные воздействия.

Различают стационарные и нестационарные адаптивные алгоритмы. Вторые в отличие от первых явно содержат в качестве параметра время или известные функции вре-

мени. Адаптивные алгоритмы, использующие для уточнения оценок параметров результаты одного эксперимента, называются одношаговыми, а использующие несколько экспериментов — многошаговыми.

Применительно к нашим задачам адаптивная модель для расчета неустановившегося движения воды на предстоящие или текущие сутки должна уточнять свои параметры на основе идентификации по 1—4 предыдущим суткам (для выходного дня берутся предыдущие выходные дни). В адаптивной модели для расчета неустановившегося движения воды целесообразно перейти к расчету изменений по сравнению с предыдущими сутками, например, уровней бьефа, обусловленных изменениями графика расхода воды через ГЭС.

Адаптивные модели дополняют, а не исключают другие типы моделей — последние всегда будут нужны для долгосрочного планирования и анализа режимов ГЭС.

Используемые оптимизационные методы. По сравнению с задачами оптимизации режимов энергосистем задача идентификации параметров модели расчета неустановившегося движения воды с точки зрения применения оптимизационных методов нелинейного программирования является значительно более простой. Во-первых, невелико число ограничений на независимые и зависимые переменные. Пожалуй, наиболее сложным ограничением на зависимые переменные в этих задачах является ограничение на допустимый вид кривой связи $Z_{нб}(Q_{нб})$, аппроксимируемой полиномом: должно быть $\frac{\partial Z_{нб}}{\partial Q_{нб}} > 0$ и $\frac{\partial^2 Z_{нб}}{\partial Q_{нб}^2} \leq 0$ (последнее — при отсутствии подпора от нижележащей ГЭС). Это ограничение, естественно, учитывается лишь тогда, когда при идентификации производится уточнение кривой связи. Кривую связи целесообразно аппроксимировать ортогональным полиномом и доопределять приращение по сравнению с кривой, построенной по фактическим наблюдениям.

Для идентификации параметров использовались градиентные методы оптимизации. При наличии ограничений на зависимые переменные рекомендуется метод проекции градиента, рассмотренный в гл. 2. В задачах без ограничений на зависимые переменные целесообразны методы сопряженных градиентов или Давидсона — Флетчера — Пауэлла [65].

Указанные методы имеют преимущество перед обычными градиентными методами (например, скорейшего спуска), поскольку целевая функция имеет часто овражную структуру.

Можно согласиться с Л. С. Кучментом [39], что овражная структура гиперповерхности целевой функции наиболее часто проявляется при наличии сильной корреляции (однако не обязательно линейной) между параметрами. В таких случаях можно было бы, установив функциональную связь между этими параметрами, снизить число неизвестных параметров модели, например, так: для серии фиксированных значений первого параметра r_1 производить идентификацию и находить оптимальные значения других параметров: r_2, r_3, \dots, r_n . Далее регрессионным анализом выявлять сильные связи r_1 с каким-то другим (или другими) параметрами. Аналогично последовательно проверяется связь параметра $r_2, r_3 \dots$ с другими параметрами.

6.2. УПРОЩЕННЫЕ (ИНЖЕНЕРНЫЕ) МЕТОДЫ РАСЧЕТА

Модели расчета уровней нижнего бьефа в створе ГЭС. Из большого числа упрощенных методов для анализа приняты лишь методы, основанные на использовании экспоненциального закона изменения уровней при скачкообразном изменении расходов воды. Эти методы имеют четкое физическое обоснование и наиболее часто применяются в практике расчета и анализа энергетических режимов ГЭС.

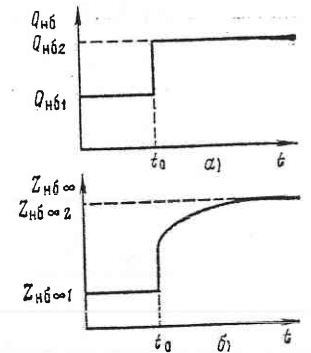
Задача расчета режима неустановившегося движения воды для створа ГЭС формулируется следующим образом: задан ход изменения расходов в нижний бьеф $Q_{нб}(t)$ по часовым или более мелким интервалам внутри суток, требуется рассчитать изменения уровней нижнего бьефа $Z_{нб}(t)$ с учетом неустановившегося движения воды по тем же интервалам времени.

Метод экспонент основан на двух упрощающих предположениях. Во-первых, устанавливается закон изменения уровней воды при единичном скачкообразном изменении расходов воды. Во-вторых, изменения уровней, обусловленные несколькими скачкообразными изменениями расходов воды, суммируются (используется принцип суперпозиции).

Таким образом, основным в этих методах является закон изменения уровней воды при единичном скачкообразном изменении расходов воды.

На рис. 6.5,а показано скачкообразное изменение в момент t_0 расхода воды от $Q_{нб1}$ до $Q_{нб2}$; предполагается, что эти расходы выдерживаются продолжительное время (соответственно в периоды $t < t_0$ и $t > t_0$).

Рис. 6.5. Иллюстрация хода изменений уровней нижнего бьефа [21]: а — скачкообразное изменение расходов воды; б — ход изменений уровней нижнего бьефа



На рис. 6.5,б показан ход изменения уровней воды во времени: до момента t_0 уровни отвечали установившейся кривой связи и были равны $Z_{нб∞1}(Q_{нб1})$, далее произошло возрастание уровней $Z_{нб}$ и спустя какое-то время было достигнуто значение $Z_{нб∞2}$, отвечающее кривой связи уровня при другом расходе воды $Q_{нб2}$. Тогда уровень воды $Z_{нб}(t)$ при $t \geq t_0$ будет определен так:

$$Z_{нб}(t) = Z_{нб∞}(Q_{нб1}) + \Delta Z_{нб}(t).$$

Необходимо установить закон изменения $\Delta Z_{нб}(t)$ во времени, если известно, что при $t=t_0$ имеем $\Delta Z_{нб}(t)=0$ и при $t \rightarrow \infty$ $\Delta Z_{нб}(t) = Z_{нб∞}(Q_{нб2}) - Z_{нб∞}(Q_{нб1})$.

В [6] предложено использовать экспоненциальный закон изменения:

$$\Delta Z_{нб}(t) = [Z_{нб∞}(Q_{нб2}) - Z_{нб∞}(Q_{нб1})] \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right),$$

где t — время; T — некоторый параметр.

В. М. Горнштейн [21] предположил, что сначала происходит скачкообразное изменение уровня воды:

$$\Delta Z_{нб}^*(t) = K[Z_{нб∞}(Q_{нб2}) - Z_{нб∞}(Q_{нб1})],$$

где K — некоторый параметр.

Последующее изменение уровня, так же как и в [6], происходит по экспоненте

$$\Delta Z_{нб}^{**}(t) = [Z_{нб∞}(Q_{нб2}) - Z_{нб∞}(Q_{нб1}) - \Delta Z_{нб}^*(t)] \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right).$$

Схема, предложенная в [21], иллюстрирована на рис. 6.5,б.

При сложном графике попусков $Q_{нб}(t)$, используя принцип суперпозиции и полагая $T = \text{const}$ и $K = \text{const}$, несложно получить рекуррентную формулу для определения уровня $Z_{нб}(t)$ в любой момент времени t :

$$Z_{нб}(t) = Z_{нб∞}(t - \Delta t) + K[Z_{нб∞}(t) - Z_{нб∞}(t - \Delta t)] + [Z_{нб}(t - \Delta t) - Z_{нб∞}(t - \Delta t)] e^{-\frac{\Delta t}{T}}. \quad (6.4)$$

Формула записана для расчетов по конечным интервалам времени Δt . Для определения уровня $Z_{нб}(t)$ по этой формуле производятся следующие операции:

а) берется уровень $Z_{нб\infty}(t-\Delta t)$ в предшествующий момент по стационарной кривой связи;

б) добавляется член $K[Z_{нб\infty}(t) - Z_{нб\infty}(t-\Delta t)]$, выражающий скачкообразное изменение уровня воды при изменении расхода $Q_{нб}$ в период от $t-\Delta t$ до t ;

в) добавляется член $[Z_{нб}(t-\Delta t) - Z_{нб\infty}(t-\Delta t)] e^{-\frac{\Delta t}{T}}$, выражающий постепенное экспоненциальное приближение действительного хода уровней к стационарному.

Рассмотрим физический смысл учета скачка уровней $K \neq 0$. Формула (6.4) записана для конечных интервалов времени. Второй член этой формулы должен зависеть от закона изменения расхода $Q_{нб}$ внутри интервала Δt от $t-\Delta t$ до t . Предположим, что изменение расхода $\Delta Q_{нб}$ произошло скачком в начале интервала Δt , тогда в течение Δt пусть будет происходить изменение уровня воды по некоторой экспоненте с параметром T_1 , так как мгновенное изменение уровня бьефа в силу его инерционности невозможно. Тогда второй член формулы можно записать так:

$$K [Z_{нб\infty}(t) - Z_{нб\infty}(t - \Delta t)] = \\ = \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{T_1}}\right) [Z_{нб\infty}(t) - Z_{нб\infty}(t - \Delta t)],$$

отсюда

$$K = 1 - e^{-\frac{\Delta t}{T_1}} \quad (6.5)$$

Рассматривая формулу (6.4) в целом, можем заключить, что при изменении расхода воды действительный ход изменения уровней лучше аппроксимирует сумма двух экспонент, чем одна экспонента. Принятие переменного T (рекомендация из [6]) также не будет отражать действительного хода физического процесса.

В примере, приведенном в [21, с. 126—128], при расчете по часовым интервалам параметры $K=0,2$ и $T=16$ ч. Если воспользоваться (6.5), то несложно найти $T_1 \approx 5$ ч, т. е. в начальный период идет значительно более быстрый процесс приближения нестационарного уровня воды к стационарному (с T_1), затем процесс замедляется ($T_2 > T_1$).

Чтобы прийти к схеме, приведенной в [6], в (6.4) следует взять $K = 1 - e^{-\frac{\Delta t}{T}}$ (но не $K=0$). Для рассмотренного примера $K \approx 0,05$, а не 0,2, как указано в [21].

Рассмотрим влияние продолжительности интервала Δt на результаты расчетов по (6.4). Выше отнесли (как это обычно и делается в расчетах по конечным интервалам) происходящее в интервале Δt изменение расхода $\Delta Q_{нб}$ к началу интервала и получили $K=0,05$ и $T_1=5$ ч. Если изменение $\Delta Q_{нб}$ произойдет в конце интервала Δt (например, внезапный наброс мощности на ГЭС), то нужно брать $K=0$, так как из-за инерционности бьефа мгновенного изменения уровня бьефа к моменту t произойти не может. Практические расчеты показывают для ряда ГЭС заметно влияние продолжительности Δt на результаты расчета — это имеет место для ГЭС с резкопеременным режимом работы. В таких случаях рекомендуется уменьшать значение Δt : при расчетах суточных режимов уровней воды в нижнем бьефе ГЭС Δt обычно варьируется в диапазоне 0,25—1 ч (для меньших Δt нет исходной информации).

Метод «экспонент» впервые был применен как экспериментальный практический метод персоналом Днепрогэс имени В. И. Ленина еще в довоенные годы. Работой руководил Д. О. Сейфулла, результаты работы не были опубликованы. В 1948—1950 гг. Б. М. Лось [44] на основе упрощений уравнений Сен-Венана и перехода к телеграфным уравнениям получил решение в виде суммы начального скачкообразного изменения уровня с последующим плавным изменением, близким к экспоненциальному. Он также доказал, что постоянная времени этой экспоненты — переменная величина, зависящая от скачка расхода, расстояния створа от ГЭС и т. п. Некоторая усложненность рекомендаций Б. М. Лося повлияла на то, что в предложенном им виде метод не нашел применения. О работе А. П. Браславского [6], выполнявшейся в то же время, что и работа Б. М. Лося, а также о работе В. М. Горштейна [21] речь шла выше.

Однако во всех отмеченных работах методы идентификации для оценок неизвестных параметров моделей не использовались. Применение этих методов было начато во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ [70]. Оно позволило увеличить число параметров модели, что дало возможность точнее учесть реальную картину режима водного потока. Было предложено брать параметры K и T разными для периодов подъема и спада уровней воды; численные эксперименты подтвердили различие этих констант для указанных периодов.

В [2] дана более общая зависимость K и T от изменения уровней воды. Рассмотрим эту схему, введя для

краткости обозначения $R = e^{-\frac{\Delta t}{T}}$.

$$\left. \begin{aligned} K &= K_0 + K_1 [Z_{\text{нб}\infty}(t) - Z_{\text{нб}\infty}(t - \Delta t)]; \\ K_2 + K_3 &\geq K \geq K_2; \\ R &= R_0 + R_1 [Z_{\text{нб}}(t - \Delta t) - Z_{\text{нб}\infty}(t - \Delta t)]; \\ R_2 + R_3 &\geq R \geq R_2, \end{aligned} \right\} \quad (6.6)$$

где $K_0, K_1, K_2, K_3, R_0, R_1, R_2, R_3$ — параметры, характеризующие неустановившееся движение воды в створе и оцениваемые на основе решения задачи идентификации.

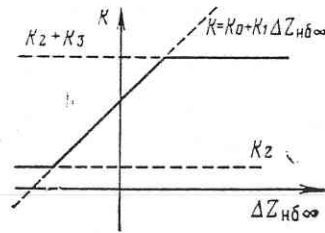


Рис. 6.6. Иллюстрация вида зависимости параметра K

На рис. 6.6 показан вид зависимости для K , определяемого выражениями (6.6) (для R он аналогичен): это кусочно-линейное задание функции, посредством которого может производиться аппроксимация и нелинейных функций. Схема А. П. Браславского [6], В. М. Горнштейна [21] и В. Б. Полякова [70] есть частные случаи зависимости (6.6).

Следует отметить, что аппарат идентификации позволяет существенно улучшать модель, причем поиск более целесообразной модели еще не закончен и рассмотренные выше модели, видимо, будут улучшены.

Модели расчета уровней и расходов воды в отдаленном от ГЭС створе нижнего бьефа. Для расчета уровней воды в отдаленном створе необходимо сначала получить график расходов воды в этом створе (на основе графика расходов в створе ГЭС) и затем для расчета уровней применить ту же зависимость (6.4), что и для створа ГЭС.

При движении волны попуски по руслу реки происходят, как известно, ее сдвигка во времени (запаздывание) и расплывание. В. Б. Поляков учел только запаздывание волны, введя параметр τ — время добегания (он брал разным этот параметр для подъема и спада расходов воды). Кстати, близкое к этому предложение было сделано и в работе А. П. Браславского.

В наших исследованиях для анализа перемещения волн попусков ГЭС по руслу реки используется более совершенный, с ясным физическим смыслом метод Г. П. Калинина и П. И. Милюкова [29] (линейный вариант).

Г. П. Калинин и П. И. Милюков применили метод кривых добегания (6.3). При этом методе предполагается, что

реку можно разбить на l характерных участков, на которых существует однозначная связь между объемами воды и расходами в замыкающем створе. Время добегания воды на каждом характерном участке равно τ_l .

В линейном варианте этого метода содержатся допущения о линейной связи между объемами воды на каждом характерном участке и расходами воды в замыкающем створе и об одинаковости времени добегания τ_l для всех характерных участков.

Будем задавать кривую добегания при дискретном представлении времени с шагом Δt , причем значения $P(t)$ будем брать в середине каждого временного интервала. Обозначив через j номер интервала добегания, получим

$$P\left(j \frac{\Delta t}{2}\right) = \frac{1}{(l-1)! \tau_l} \left(\frac{j \Delta t}{2\tau_l}\right)^{l-1} e^{-\frac{j \Delta t}{2\tau_l}},$$

где l и τ_l — параметры модели.

Расход воды в отдаленном створе $Q_{\text{ств}}$ при учете боковой приточности Q_p , приведенной к этому створу, определяется выражением (для i -го интервала времени)

$$Q_{\text{ств } i} = Q_{p i} + \sum_{j=1}^r P\left(j \frac{\Delta t}{2}\right) Q_{\text{нб}(i-j+1)},$$

где r — число интервалов последствия, которое определяется характеристиками створа (теоретически $r \rightarrow \infty$).

Интервалы времени Δt , используемые для задания кривой добегания, должны совпадать с интервалами задания (усреднения) расходов воды в створе ГЭС и в отдаленном створе. По рекомендации [29] при $l \geq 3-5$ допустимо брать Δt близким к τ_l , иначе при $\Delta t \rightarrow \tau_l$ нужно вводить поправочные коэффициенты.

Параметр τ_l целесообразно ставить в зависимость от расходов воды:

$$\begin{aligned} \tau_{ij} &= \tau_0 + \tau_1 Q_{\text{нб } j}; \\ \tau_2 + \tau_3 &\geq \tau \geq \tau_2, \end{aligned}$$

где $\tau_0, \tau_1, \tau_2, \tau_3$ — параметры, характеризующие неустановившееся движение воды в рассматриваемом створе, они подлежат идентификации.

При идентификации параметров модели в удаленном створе обычно используется критерий минимизации квадрата отклонений по уровням воды и определяется вся совокупность неизвестных параметров модели — как для K, R , кривой связи расходов и уровней, так и для τ и L (в максимальном случае число неизвестных параметров рав-

но 14). Такой подход требует знания только фактических уровней воды. Если имеются измерения и расходов воды, целесообразно производить сначала идентификацию параметров модели расходов, а затем уровней воды.

Параметр L целесообразно изменять целочисленно, идентифицируя при каждом L прочие параметры (для исключения случаев многоэкстремальности). Однако можно использовать и непрерывное задание L , если при этом повышается точность расчетов (так как в общем случае на рассматриваемом участке может не быть целого числа характерных участков).

Модели расчета уровней и расходов воды в верхнем бьефе створа ГЭС. Неустановившийся режим в верхнем бьефе ГЭС имеет существенно более сложную физическую природу, чем в нижнем бьефе. Основные сложности возникают в тех случаях, когда на формирование режима водных масс оказывают влияние неравномерные режимы пусков воды как на данной, так и на вышерасположенной ГЭС и, кроме того, инерционность водных масс в водохранилище является не столь большой, чтобы они не участвовали в неустановившемся движении воды. Кроме того, существуют отражения волн от различных препятствий (плотина, шлюз и т. п.) и влияния неравномерности режима по ширине водохранилища. Следует отметить также, что на неравномерный режим водных масс, обусловленный неравномерным режимом работы ГЭС, накладываются ветровые сгоны-нагоны, а также местные воронки у водозаборов турбин. Последние факторы обуславливают погрешности в измерении уровней и объемов водохранилищ, поэтому исходная информация для решения задач идентификации параметров моделей оказывается сильно «зашумленной».

Для больших водохранилищ с большими расстояниями между смежными ГЭС, как уже отмечалось в гл. 3, расчеты уровней воды ГЭС ведут по статическим объемам с использованием заданных зависимостей уровней от объемов. Но при расчете водного баланса учитывается объем воды, находящийся в русле сверх статического объема. Для этого, как уже отмечалось, используются времена добега расходов, но лучше брать кривые добега, указанные в [29]. Для расчетов сезонного и годового регулирования стока параметры L и τ_i обычно допустимо брать неизменными отдельно для периодов межени и половодья; в периоды половодья целесообразно ставить τ_i в зависимость и от расхода воды. Идентификация параметров L и τ_i выполняется по данным нескольких прошлых лет, каче-

ство этой идентификации ниже из-за отмеченных больших погрешностей в оценке исходной информации.

Для малых водохранилищ с небольшими расстояниями между смежными ГЭС нестационарные режимы проявляются и в колебаниях уровней верхнего бьефа (например, ГЭС Ленэнерго). Для анализа этих режимов в качестве модели расчета уровней верхнего бьефа ГЭС была принята модель, основанная также на методе «экспоненты»:

$$\Delta Z_{вб}(t) = \Delta Z_{вб}(\Delta W_1) + K_W[\Delta Z_{вб}(\Delta W_2) - \Delta Z_{вб}(\Delta W_1)] + R_W[\Delta Z_{вб}(t-1) - \Delta Z_{вб}(\Delta W_1)],$$

где $\Delta Z_{вб}(\Delta W_1)$ и $\Delta Z_{вб}(\Delta W_2)$ — изменения уровня верхнего бьефа, соответствующие по кривой объемов приращением объемов водохранилищ ΔW_1 и ΔW_2 ; K_W и R_W — параметры неустановившегося движения воды в верхнем бьефе ГЭС, которые определяются по зависимостям, аналогичным (6.6).

Уровень верхнего бьефа в любой момент времени t определяется выражением

$$Z_{вб}(t) = Z_{вб}(t-1) + \Delta Z_{вб}(t).$$

6.3. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА

На основе рассмотренных методов во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ разработан комплекс машинных программ, позволяющий рассчитывать параметры модели (идентификация модели по натурным данным) и далее по установленным параметрам модели определять ход изменения уровня воды с учетом неустановившегося движения воды. Эти программы внедрены в практику эксплуатации ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ Урала, ОДУ Юга, Ленэнерго и других организаций. По программам выполнены многочисленные количественные исследования, в том числе и оценка точности полученных результатов¹.

Были проведены расчеты параметров моделей для семи ГЭС Волжско-Камского каскада, шести ГЭС Днепроовского и трех ГЭС Даугавского каскадов, шести ГЭС, входящих в систему Ленэнерго, — Волховской, Нарвской, Светогорской, Лесогорской, Верхнесвирской и Нижнесвирской ГЭС. Для оценки погрешностей расчета уровней нижнего бьефа в створах ГЭС были проведены поверочные расчеты. Анализ результатов расчетов уровней показал, что максимальное расхождение между расчетными и фактическими значениями уровней воды не превышает 10%, а среднесуточные по модулю расхождения колеблются в пределах 3—5% амплитуды колебаний уровней воды, что удовлетворяет практику эксплуатации.

¹ Расчеты выполнены Л. В. Войтовой.

В период весеннего половодья по требованию рыбного и сельского хозяйства осуществляется специальный попуск в нижний бьеф Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС. Назначением этого пуска является обеспечение требуемого уровня режима в районе Астрахани. Для расчета хода уровней реки в этом районе по заданному графику пуска воды в нижний бьеф ГЭС также использовались разработанные программы.

Подбор параметров неустановившегося движения воды для створа Астрахани производился по данным за апрель — июнь 1970 г. при длительности расчетных интервалов, равной одним суткам.

Проверка точности расчетов уровней производилась по данным за тот же период (апрель — июнь) 1966—1968 гг.

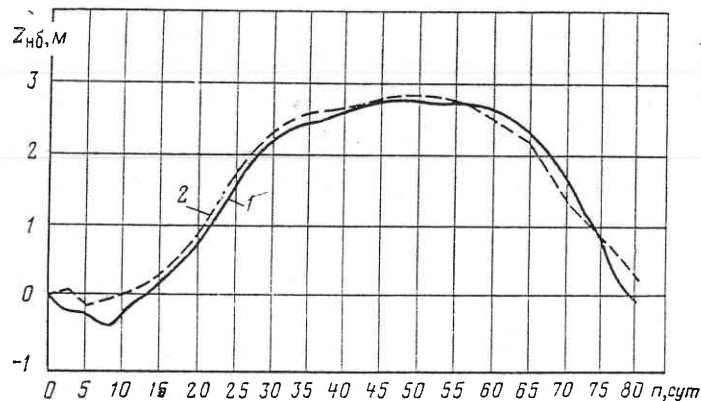


Рис. 6.7. Результаты расчета уровней нижнего бьефа в створе Астрахани: 1 — фактические уровни; 2 — расчетные уровни

Результаты расчетов показали, что средняя по модулю погрешность равна 0,09—0,15 м, что составляет 5 % амплитуды колебаний уровней. Такая погрешность допустима для практических расчетов. Пример одного из поверочных расчетов (1969 г.) уровней воды в створе Астрахани приведен на рис. 6.7.

Условия водоснабжения Киева и незатопления городских пляжей накладывают ограничения уровня режима нижнего бьефа вблизи Киева. Для расчета хода уровней были определены параметры неустановившегося движения воды в створе Киева. Проверка точности расчетов показала, что средняя по модулю погрешность колеблется от 0,003 до 0,07 м.

По комплексу программ были проведены расчеты параметров модели неустановившегося движения воды и уровней в трех створах нижнего бьефа Горьковской ГЭС: створ 1 — ВП № 5, створ 2 — г. Балахна, створ 3 — пос. Сорново, расположенных соответственно в 2,5, 27,5 и

Таблица 6.1

№ поверочного графика	Погрешность, м			Суточная амплитуда колебаний уровней, м
	средняя по модулю	наибольшая		
		положительная	отрицательная	
Створ 1				
1	0,04	0,12	0,09	1,01
2	0,08	0,19	0,19	1,58
3	0,06	0,12	0,14	1,97
4	0,08	0,14	0,16	2,33
5	0,07	0,16	0,16	1,2
6	0,06	0,15	0,07	0,73
7	0,05	0,30	0,07	0,81
8	0,04	0,07	0,05	0,76
Створ 2				
1	0,08	0,21	0,12	0,91
2	0,04	0,09	0,07	0,81
3	0,06	0,11	0,16	1,26
4	0,04	0,08	0,06	1,22
5	0,11	0,25	0,0	0,88
6	0,02	0,06	0,06	0,27
7	0,3	0,1	0,04	0,46
8	0,02	0,05	0,02	0,41
Створ 3				
1	0,02	0,02	0,07	0,59
2	0,05	0,06	0,08	0,30
3	0,05	0,01	0,05	0,58
4	0,04	0,07	0,11	0,93
5	0,02	0,08	0,04	0,65
6	0,03	0,0	0,07	0,12
7	0,03	0,05	0,06	0,21
8	0,03	0,01	0,07	0,20

64 км от створа ГЭС. В табл. 6.1 приведены полученные результаты расчетов уровней нижнего бьефа.

Как видно из данных табл. 6.1, среднесуточные по модулю погрешности от створа к створу незначительны: укладываются в диапазон 0,02—0,11 м.

Пример 1. Численная проверка одноэкстремальности целевой функции задачи идентификации параметров неустановившегося движения воды. Наиболее полная проверка целевой функции на одноэкстремальность будет, если определить вид функции во всей ее области определения, т. е. графически изобразить функцию. Однако такая проверка возможна лишь для простейших моделей, когда имеются лишь два неизвестных параметра, например по методу В. М. Горнштейна [21]. На рис. 6.8 изображена целевая функция для этого случая по данным на-

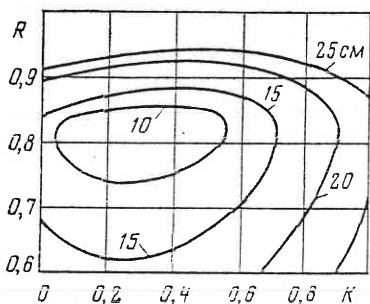


Рис. 6.8. Целевая функция задачи идентификации неустановившегося движения воды

ли процесс оптимизации к одним и тем же параметрам и целевой функции. Если приводит, то можно сделать вывод, что целевая функция одноэкстремальная.

Такие проверки были проведены при расчете параметров модели створов ряда ГЭС. Анализ полученных результатов показал, что оптимизация от существенно различных начальных приближений приводит к практически одинаковым результатам. Однако в ряде случаев наблюдаются отклонения в параметрах при практически одинаковых значениях целевой функции, что говорит о пологой зоне оптимума.

Пример 2. Иллюстрация влияния дифференцирования параметров модели по суткам недели и сезонам года. В табл. 6.2 приведены ре-

Таблица 6.2

№ поверочного графика	Погрешность, м			
	среднеквадратичная	средняя по модулю	наибольшая	
			положительная	отрицательная
1	0,08/0,12	0,06/0,10	0,20/0,33	0,12/0,33
2	0,09/0,13	0,06/0,09	0,18/0,24	0,09/0,15
3	0,10/0,15	0,08/0,12	0,17/0,27	0,11/0,12
4	0,07/0,13	0,06/0,08	0,10/0,12	0,15/0,21

Примечание. Числитель—с дифференцированием параметров модели по дням недели, знаменатель—без дифференцирования.

зультаты проверки целесообразности дифференцирования параметров по суткам недели на примере четырех поверочных графиков Воткинской ГЭС (два первых — выходные дни, два следующих — рабочие дни).

Было проведено сопоставление результатов расчета уровней нижнего бьефа по параметрам, подобранным отдельно по данным рабочих и выходных дней (числитель) и по данным недели в целом (знаменатель). При сравнении результатов видно, что точность расчета уровней

блюдений одних суток в нижнем бьефе Воткинской ГЭС. Как видно, целевая функция имеет один четко выраженный оптимум. Аналогичные результаты были получены по другим ГЭС и по другим суткам.

Проверка одноэкстремальности для более сложных случаев, когда число неизвестных параметров модели более двух, производилась следующим образом. Бралась разные значения параметров и определялось, приводит

Таблица 6.3

№ поверочного графика	Погрешность, м		
	средняя по модулю	наибольшая	
		положительная	отрицательная
Летний сезон			
1	0,06/0,13	0,06/0,3	0,06/0,00
2	0,06/0,13	0,03/0,23	0,06/0,00
3	0,05/0,15	0,05/0,27	0,08/0,00
Осенний сезон			
4	0,08/0,20	0,21/0,42	0,12/0,00
5	0,08/0,12	0,21/0,33	0,12/0,03
6	0,04/0,06	0,09/0,18	0,07/0,08

Примечание. Числители—с дифференцированием параметров модели по сезонам года, знаменатели—без дифференцирования.

нижнего бьефа в первом случае значительно выше, чем во втором. Аналогичные результаты были получены и по другим ГЭС.

На примере створа нижнего бьефа Горьковской ГЭС было проведено исследование влияния на точность расчетов уровней нижнего бьефа дифференцирования параметров модели по сезонам года.

В табл. 6.3 приведены результаты сопоставительных расчетов по шести поверочным графикам. Как видно, для повышения точности расчет параметров модели целесообразно проводить отдельно по сезонам года.

Пример 3. Иллюстрация влияния усложнения модели неустановившегося движения воды на точность расчета уровней нижнего бьефа. С целью оценки сравнительной эффективности разных моделей расчета неустановившегося движения воды было проведено сопоставление четырех моделей, использующих уравнение экспонент. Рассматривались следующие постепенно усложняющиеся модели расчета:

1) модель 1 — $K = \text{const}$, $R = 0$;

2) модель 2 — $K = \text{const}$, $R = \text{const}$;

3) модель 3 — $K = K_n$, $R = R_n$ при подъеме графика нагрузки ГЭС; $K = K_{сп}$, $R = R_{сп}$ при спаде графика нагрузки ГЭС;

4) модель 4 — $K = K_0 + K_1 [Z_{нб\infty}(t) - Z_{нб\infty}(t - \Delta t)]$, $K_2 + K_3 \geq \geq K \geq K_3$;

$R = R_0 + R_1 [Z_{нб}(t - \Delta t) - Z_{нб\infty}(t - \Delta t)]$, $R_2 + R_3 \geq R \geq R_3$,

где $R = e^{-\frac{\Delta t}{T}}$.

При сопоставлении для каждой модели находились лучшие по критерию качества параметры модели. Далее проводилось сравнение моделей. В качестве показателя сравнения, характеризующего точность рас-

Таблица 6.4

№ поверочного графика	Погрешность, м			
	среднеквадратичная	средняя по модулю	наибольшая	
			положительная	отрицательная
1	0,13/0,11	0,12/0,10	0,10/0,06	0,28/0,24
2	0,12/0,08	0,07/0,04	0,21/0,15	0,10/0,07
3	0,18/0,09	0,16/0,09	0,28/0,24	0,11/0,04
4	0,17/0,13	0,16/0,10	0,30/0,24	0,10/0,02

Примечание. В числителе приведены результаты без уточнения кривой связи, в знаменателе — с уточнением.

Результаты расчетов по данным Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС представлены в табл. 6.4.

Анализ показал, что точность расчетов уровней по уточненной кривой связи в основном выше, чем по исходной кривой (средняя по модулю погрешность снизилась в 1,5—1,8 раза). На рис. 6.11 приведена исходная и расчетная кривые связи.

Пример 5. Сравнение расчетов неустановившегося движения воды по методу «экспонент» (модель 1) и по методу, основанному на интегрировании уравнений Сен-Венана. Сравнение проводилось по створам № 5 и у г. Балахны в нижнем бьефе Горьковской ГЭС. Использовалось решение уравнений Сен-Венана по программе Института гидродинамики (г. Новосибирск) — неявная разностная схема. Результаты расчетов по этой программе взяты в Союзгипроводхозе.

В табл. 6.5 приведены результаты сопоставления метода 1 (расчет по экспонентам) и метода 2 (по программе Института гидродинамики).

Таблица 6.5

Створ	Метод	Средняя по модулю погрешность, м, по поверочным графикам							
		1	2	3	4	5	6	7	8
ВП № 5	1	0,14	0,04	0,12	0,09	0,06	0,05	0,14	0,07
	2	0,29	0,16	0,29	0,29	0,26	0,30	0,30	0,27
г. Балахна	1	0,08	0,04	0,06	0,16	0,13	0,04	0,11	0,03
	2	0,05	0,11	0,11	0,12	0,15	0,24	0,10	0,31

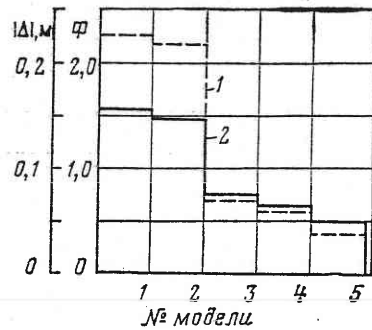


Рис. 6.9. Изменение целевой функции (1) и средней по модулю погрешности (2) в зависимости от вида модели

Анализ результатов показывает, что при переходе от простой к более сложной модели точность в каждом случае повышается, причем наибольшие изменения целевой функции и погрешности наблюдаются при переходе от второй модели к третьей. Аналогичные результаты получены и по другим ГЭС. На рис. 6.10 приведены точные графики расчетных уровней нижнего бьефа по данным Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС, соответствующие сравниваемым моделям.

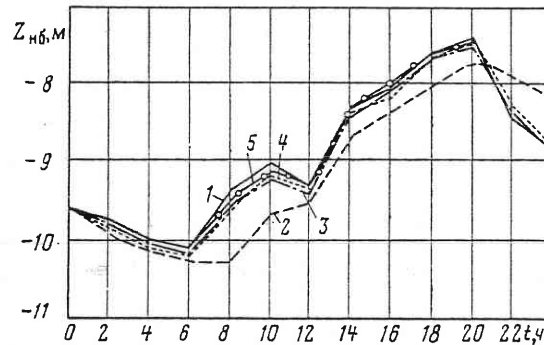


Рис. 6.10. Сопоставление результатов расчетов уровней нижнего бьефа разными моделями:

1 — фактические уровни; 2 — расчетные уровни по модели 1; 3 — то же по модели 2; 4 — то же по модели 3; 5 — то же по модели 4

Пример 4. Оценка влияния на точность расчетов уровней уточнения кривой связи расходов и уровней нижнего бьефа. Для определения влияния уточнения кривой связи было проведено сравнение результатов расчета уровней неустановившегося движения воды с подбором и без подбора коэффициентов полинома, аппроксимирующего кривую связи. Такие расчеты были проведены для Воткинской ГЭС, Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС и Горьковской ГЭС.

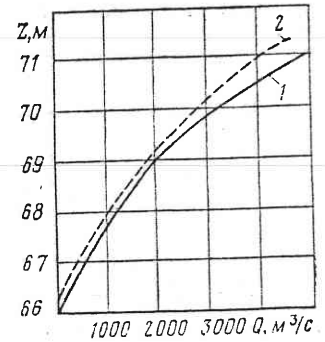


Рис. 6.11. Кривые связи уровней и расходов створа Горьковской ГЭС:

1 — исходная; 2 — оптимальная

В результате расчетов уровней по методу 2 было отмечено изменение среднесуточного отклонения расчетных уровней от фактических 0,16—0,30 м в створе ВП № 5 и 0,05—0,31 м в створе г. Балахны.

Результаты расчетов уровней по методу 1 показали, что среднесуточные отклонения расчетных уровней от фактических колеблются от 0,05 до 0,14 м в створе № 5 и от 0,03 до 0,16 м в створе г. Балахны.

Сравнительная оценка отклонений расчетных уровней от фактических показывает, что расчеты, проведенные по методу 1, дают более высокую точность по сравнению с расчетами по методу 2. Обусловлено это тем, что в последнем методе используются в качестве исходной информации параметры, определяемые со сравнительно большой погрешностью.

В методе 1 участок реки рассматривался как система с неизмеряемыми параметрами, а для их определений был использован метод идентификации на основе наблюдений за водным режимом в замыкающем створе. Это позволило заменить отсутствующие или ненадежные измерения реальных физических характеристик реки параметрами, которые находятся по достаточно точно измеренным величинам.

ГЛАВА 7

ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

7.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ

Особенности оптимизации краткосрочных режимов ГЭС. Планирование оптимальных суточных и недельных режимов энергетических систем является одной из основных функций диспетчерских управлений и в значительной мере определяет эффективность работы энергетических систем. Речь идет не только об экономической эффективности режимов (экономии топлива, т. е. снижении удельных расходов топлива), но и о технической допустимости режимов — определении допустимого по многочисленным ограничениям режима, что также является весьма сложной и важной задачей.

На ГЭС в энергосистемах обычно возлагаются покрытие наиболее неравномерной пиковой части графика нагрузки и резервные функции. В условиях напряженного топливно-энергетического баланса тепловые и атомные станции большую часть времени работают с максимальной мощностью, а замыкают баланс мощности гидроэлектростанции, что обуславливает еще большую изменчивость их режима работы. При этом ухудшается ка-

чество планирования режимов ГЭС, так как ошибки прогноза нагрузок, аварийные выходы оборудования ТЭС, перебой с топливом на ТЭС в большей степени отражаются на режимах ГЭС, чем на режимах ТЭС. Отмеченное подтверждает сопоставление планируемых и фактических краткосрочных режимов ГЭС — различие этих режимов значительно, что требует улучшения методов планирования режимов, в частности учета вероятностной природы исходной информации, и обуславливает необходимость оперативной коррекции режимов внутри суток, причем актуальность оперативной коррекции режимов для ГЭС особенно велика.

Наличие в энергосистеме гидроэлектростанций, работающих параллельно с тепловыми станциями, значительно усложняет задачу определения экономически наивыгоднейших режимов энергосистемы.

Напомним, что наличие ГЭС обуславливает интегральные ограничения в форме равенств по суточному или недельному расходу воды на каждой ГЭС (изопериметрические условия). Учет ГЭС с интегральными ограничениями увеличивает на порядок время расчета суточного режима энергосистемы, несмотря на то что в большинстве разработанных и применяющихся в настоящее время моделях гидроэлектростанции учитываются упрощенно — в предположении постоянства в течение суток напора воды, а значит, при неучете неустановившегося движения воды в нижних бьефах. Поэтому часто в эксплуатационной практике суточные и недельные режимы ГЭС задают на основе опыта эксплуатации, а оптимизируют лишь режимы ТЭС и электрической сети.

Анализ показывает, что для низко- и средненапорных ГЭС (а таких ГЭС в СССР большинство) напор в течение суток изменяется существенно, причем на изменениях напора значительно сказывается неустановившееся движение воды в нижних бьефах. Через напор проявляется влияние неустановившегося движения воды на энергетическую эффективность ГЭС.

Однако для большинства отечественных гидроузлов очень важен учет неустановившегося движения воды и в части ограничений по нижнему бьефу — по уровням (минимальным и максимальным) и амплитудам уровней, причем не только для створа ГЭС, но и для удаленных контрольных створов. При происходящем увеличении роли неэнергетических компонентов водохозяйственных комплексов увеличивается число таких ограничений.

В задачах суточной и недельной оптимизации должна учитываться взаимная связь между ГЭС в каскадах. Заметим, что большинство отечественных ГЭС располагаются в каскадах. Каскадное расположение ГЭС обуславливает взаимосвязь их режимов по напорам и расходам воды.

При оптимизации режимов ГЭС необходимо учитывать и другие используемые в задачах краткосрочной оптимизации ограничения по режимам ТЭС и электрической сети.

Значительное усложнение расчетов оптимальных краткосрочных режимов ГЭС обуславливает также существенная невыпуклость расходных характеристик у многих ГЭС (см. § 3.1).

Некоторые упрощения расчета режимов ГЭС могут быть произведены только за счет небольшого удельного веса ГЭС в ряде объединенных энергосистем.

Задачи краткосрочной оптимизации режимов ГЭС. К числу таких задач относятся задачи недельной и суточной оптимизации режимов ГЭС, включая и оптимизацию режимов на часть суток.

Назначением недельной оптимизации режимов ГЭС, как известно, является определение оптимальной по дням недели выработки энергии ГЭС и соответствующей ей сработки (в рабочие дни) и наполнения (в выходные дни) водохранилищ. При суточной оптимизации режимов ГЭС определяются почасовые выработки энергии ГЭС, расходы воды через ГЭС и из водохранилищ и другие показатели водноэнергетического режима.

Возможны два подхода к оптимизации недельных режимов ГЭС.

1. Аналогично задаче долгосрочной оптимизации (см. гл. 4) в качестве расчетных принимаются суточные интервалы, а внутрисуточная неравномерность режима учитывается по среднесуточным характеристикам. Методика недельной оптимизации режимов ГЭС при таком подходе будет аналогична долгосрочной оптимизации. Однако такой подход применим при неучете неустановившегося движения воды.

2. Вся планируемая неделя рассматривается как серия суток, и расчет недельных режимов ведется по часовым интервалам времени. Такой подход более трудоемкий, но и более точный, в частности в нем возможен учет неустановившегося режима воды и всего множества режимных ограничений. При этом подходе методика недельной оптимизации полностью совпадает с методикой суточной оптимизации, поэтому в данной главе при рассмотрении мето-

дов решения везде будет идти речь только о суточной оптимизации.

Из решения задачи недельной оптимизации определяются объемы воды, подлежащие расходованию из каждого водохранилища в предстоящие сутки. С учетом последнего решается задача суточной оптимизации.

Здесь также возможен иной подход с использованием функций последствия (см. ниже): решив задачу оптимизации недельных режимов, можно определить функции последствия на конец первых суток в недельном цикле и использовать их при суточной оптимизации режимов ГЭС.

В отличие от существующей практики в качестве основного цикла краткосрочного планирования режимов энергосистем целесообразно иметь недельный цикл, что обусловлено поясным сдвигом времени, наличием двух выходных дней, а также необходимостью иметь достаточный горизонт краткосрочного планирования. Суточное планирование следует рассматривать как корректировку недельного режима, т. е. его дооптимизацию. На равных правах с суточным планированием выступает пересчет при необходимости суточного плана до конца суток несколько раз в течение текущих суток.

Выбор состава работающих агрегатов ГЭС. Как указывалось в § 3.2, при оптимизации недельных и суточных режимов энергосистем с ГЭС используются выпуклые аппроксимации реальных характеристик ГЭС. Но в ряде случаев при оптимизации режимов необходим учет реальных характеристик ГЭС. Укрупнение единичной мощности гидроагрегатов, экономическая невыгодность и техническая недопустимость, например, по условиям кавитации, работы при малых (менее 50%) нагрузках агрегатов способствуют увеличению числа таких случаев.

Для учета невыпуклых характеристик ГЭС применяется упрощенный подход — корректировка полученных на основе выпуклых характеристик решений, что сводится в конечном счете к определению состава включенных в работу гидроагрегатов.

Принятие двухстадийного процесса решения задачи обусловлено сложностью непосредственного определения оптимального режима с учетом невыпуклых характеристик ГЭС. Наиболее общим математическим методом решения таких многоэкстремальных задач является метод «ветвей и границ». Известны отдельные попытки решения общей задачи оптимизации режимов энергосистем с ГЭС этим методом, но они относились к небольшим системам и име-

ли в основном исследовательский характер. Поэтому на данном этапе практически возможным является указанное выше разделение задач. Следует иметь в виду, что решение методом «ветвей и границ» сводится к решению серии «выпуклых» задач, и это создает возможность более строгого решения общей задачи в будущем на основе рассматриваемых алгоритмов при выпуклой аппроксимации реальных характеристик ГЭС.

Рассмотрим целесообразную детализацию решения задач выбора состава работающих агрегатов на ГЭС на различных уровнях территориальной и временной декомпозиции задач.

Непосредственное назначение режима ГЭС осуществляется на нижнем уровне территориальной иерархии (на ГЭС) и в текущий момент времени (при оперативном управлении и автоматическом регулировании режима), а на всех других временных и территориальных уровнях лишь подготавливаются эти решения. Поэтому наиболее полное решение задачи выбора состава агрегатов и распределения между ними нагрузок должно производиться на уровне ГЭС при оперативном управлении их режимами [10]. При этом могут учитываться имеющиеся различия реальных характеристик даже для однотипных агрегатов, ограничения по допустимым составам агрегатов в каждый момент времени, участие ГЭС в генерации помимо активных и реактивных мощностей и т. п. Создание АСУ ТП ГЭС позволит практически решать эти задачи наряду со многими другими важными вычислительными и информационными задачами.

Однако внутростанционные задачи на ГЭС решаются для заданных суммарных по станции нагрузок, а последние определяются на уровнях РЭУ, ОДУ или даже ЦДУ при планировании недельных и суточных режимов и их оперативной коррекции. Для правильного назначения суммарных по ГЭС нагрузок в ряде случаев требуется планирование состава работающего оборудования и при решении задачи оптимизации краткосрочных режимов энергосистем, конечно, с большими упрощениями, чем на уровне станций (при неучете различий в характеристиках однотипных агрегатов, режима реактивных нагрузок и т. п.).

При планировании долгосрочных режимов ГЭС учет невыпуклости расходных характеристик ГЭС обычно не производится.

Связь недельной и сезонной (годовой) оптимизации режимов ГЭС. Традиционный способ учета этой связи

состоит в следующем. На основе решения задачи долгосрочной оптимизации для водохранилищ ГЭС длительного регулирования определяются объемы воды, подлежащие расходованию из каждого водохранилища в предстоящий недельный период. Далее решается задача недельной оптимизации, но с ограничениями в форме равенства на полученные из задачи долгосрочной оптимизации объемы сработки воды из водохранилищ в рассматриваемую неделю.

Часто вместо расходов воды из долгосрочной оптимизации определяют выработку энергии ГЭС на предстоящую неделю, что практически дает те же результаты.

Возможен и другой способ учета взаимосвязи задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации — с помощью функций последствия. Рассмотрим суть способа для простоты на примере каскада, у которого время добега между отдельными ступенями можно принять равным нулю. Пусть период t_0-t_1 обозначает рассматриваемую неделю, а период t_1-t_2 — остальную часть периода длительного регулирования (например, при годовом регулировании — до конца года). Введем в рассмотрение для каждого j -го водохранилища длительного регулирования функцию $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_{1j}}$ ($B_{\text{посл}}$ — суммарный расход топлива в период t_1-t_2 , а W_{1j} — объем j -го водохранилища в момент t_1). Производная $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_{1j}}$ численно равна изменению расхода

топлива в период t_1-t_2 , обусловленному единичным изменением объема W_{1j} на начало этого периода — момент t_1 . Она подсчитывается для оптимального в период t_1-t_2 длительного режима ГЭС и является результатом решения задачи длительной оптимизации. Экспериментально показано, что эта функция мало изменяется в достаточно большом диапазоне изменения W_{1j} — таком диапазоне, в каком обычно меняется объем водохранилища в анализируемый недельный период t_0-t_1 . При наличии такой функции при недельной оптимизации нет необходимости фиксировать уровни (объемы) водохранилищ в конце недели. Предполагая эти уровни свободно изменяющимися, следует лишь оценивать эффект последствия, равный $\Delta W_{1j} \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_{1j}}$

(ΔW_{1j} — изменение объема водохранилища за неделю). Эффект последствия добавляется к целевой функции —

расходу топлива в период t_0-t_1 . В результате решения недельной задачи определяются и уровни (объемы) водохранилищ на конец недели.

Эта схема учета взаимосвязи задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации возможна и для каскадов гидроэлектростанций, где имеется запаздывание в добегании расходов между ступенями каскада. Эффект последствия в этом случае, очевидно, равен $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_{ij}} (\Delta W_{ij} + \Delta \omega_{ij})$, где

$\Delta \omega_{ij}$ — изменение объема воды «добегания», т. е. объема воды, который попадает на данную ГЭС от вышерасположенных за пределом расчетного периода.

Сравним два рассмотренных способа учета связи задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации.

Принципиально оба способа должны давать одинаковые результаты, так как они используют информацию об одном и том же оптимальном длительном режиме ГЭС. Однако способ с функциями последствия имеет следующие преимущества.

1. При учете времени добегания воды между ступенями каскада в задачах краткосрочной оптимизации приходится рассматривать ситуации, когда в пределах расчетного периода вода от вышерасположенных ГЭС «не добежала» до нижерасположенной ГЭС. Эта вода попадает на нижележащую ГЭС за пределами расчетного периода, и для учета энергетического эффекта от этой воды удобно использовать функции последствия.

2. Для учета вероятностного характера речного стока в задаче долгосрочной оптимизации обычно рассчитывают ряд длительных режимов для условий разной водности. В этом случае очень удобно учитывать вероятностную природу речного стока с помощью функций последствия: для этого достаточно взять среднее значение этих функций для серии подсчитанных длительных режимов.

Для водохранилищ краткосрочного регулирования при оптимизации их режимов должны выдерживаться ограничения по возврату водохранилищ к концу периода регулирования (сутки или неделя) к исходному заполненному состоянию.

Иногда и для некоторых водохранилищ длительного регулирования, учитывая интересы неэнергетических водопотребителей и водопользователей, приходится исходить из условия достижения к концу периода краткосрочного регулирования заданных уровней водохранилищ. Поэтому в общем случае при оптимизации краткосрочных режи-

мов следует по одним водохранилищам использовать функции последствия, а по другим — условия заданного заполнения водохранилищ.

Учет вероятностной исходной информации. Рассматриваемые методы оптимизации краткосрочных режимов энергосистем, как и почти все используемые на практике методы, являются детерминированными, т. е. ориентированы на однозначное задание всей исходной информации. Однако и при краткосрочном планировании режимов имеет место вероятностный и даже частично неопределенный прогноз части исходной информации. Поэтому решения в части планируемых режимов всегда лежат в некоторой зоне неопределенности, причем ширина этой зоны увеличивается с увеличением периода упреждения расчета.

Планирование режимов в таких условиях обычно осуществляется для средних значений прогнозируемой исходной информации. Используется метод преодоления неопределенностей, причем в качестве корректировок выступают различные временные виды планирования и управления. Однако при корректировках целесообразно определять не только средний, но и хотя бы два граничных режима энергосистем и ГЭС (отвечающих некоторой доверительной вероятности), с тем чтобы при принятии решений учитывалась зона неопределенности режимов. Наличие зоны неопределенности режимов является объективной реальностью, этой зоной объясняются несовпадение планируемого и фактического режимов и неизбежная потеря эффективности режимов. Введение в рассмотрение указанной зоны позволит уменьшить противоречия между детерминированными методами планирования и вероятностным характером функционирования энергетических объектов.

Практическое определение указанной зоны может быть выполнено на основе расчета серии режимов, отвечающих разным значениям прогноза графиков энергопотребления, рабочих мощностей электростанций и т. п. При этом имеется возможность перераспределения зоны неопределенности между электростанциями, что должно производиться на основе критерия экономичности.

С учетом зоны неопределенности должны производиться такие важные для краткосрочного планирования решения, как выбор состава работающего оборудования электростанций, оценка возможности обеспечения заданных суточной и недельной выработок энергии ГЭС и выполнения водохозяйственных ограничений, расчет ожидаемых пол-

ных и удельных расходов топлива на ТЭС, определение достаточности выделенного топлива и т. п.

При планировании краткосрочных режимов важно оценить все различные возможные ситуации и подготовить рекомендации на случай неблагоприятной обстановки. Поэтому необходима серия расчетов краткосрочного плана как с помощью оптимизационных методов, так и на основе намечаемых технологических режимов (расчеты на заданные режимные параметры), т. е. и при краткосрочном планировании имитационные эксперименты имеют первостепенное значение. При этом роль детерминированной модели очень велика, так как она позволяет более точно и наглядно изучить ожидаемые режимы.

Наряду с определением зоны неопределенности режимов важное значение имеет правильный расчет режима на «средние» условия в пределах этой зоны, так как этот режим непосредственно используется при последовательных корректировках режима. В настоящее время не всегда выполняется даже учет средних значений случайных параметров. В частности, при суточном планировании режимов энергосистем не всегда учитывается среднее снижение рабочих мощностей электростанций из-за аварий оборудования, а в результате существенно изменяются запланированные режимы ГЭС. Поэтому при планировании режимов ГЭС необходим учет аварийности ТЭС (она значительно выше, чем на ГЭС), т. е. снижение на определенные значения рабочих мощностей групп ТЭС или повышение на те же значения энергопотребления. Аналогично должны рассматриваться и другие случайные параметры.

При оптимизации режима энергосистемы на «средние» условия обычно используется критерий минимума расхода топлива, хотя более правильно брать критерий минимума математического ожидания расхода топлива, который требует учета случайных вариаций режима вокруг его среднего значения. В упрощенном способе учета таких случайных вариаций режима [8] предполагается использовать так называемые плановые характеристики электростанций, которые заранее определяются на основе усреднения реальных характеристик на заданных кривых распределения вероятностей случайных отклонений нагрузок электростанций от их средних значений.

Следует отметить необходимость дальнейших исследований в части разработки более эффективных вероятностных методов оптимизации краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС.

Критерии оптимальности. В качестве критерия оптимальности принят критерий минимума суммарного расхода топлива в системе:

$$B_{\text{сум}} = B_{\text{кр}} + B_{\text{посл}} \rightarrow \min, \quad (7.1)$$

где $B_{\text{кр}}$ — расход топлива в анализируемый краткосрочный период (сутки, неделю); $B_{\text{посл}}$ — расход топлива в последующий период до конца долгосрочного цикла регулирования.

Расход топлива $B_{\text{посл}}$ является функцией объемов воды водохранилищ W_j на конец анализируемого краткосрочного периода, а также так называемых объемов воды добегающих ω_j . Зависимость $B_{\text{посл}}$ от ω_j имеет место по ГЭС, у которых существует запаздывание в добегании расходов воды между ступенями каскада.

Обозначим через $B_{\text{посл}}^{(0)}$ расход топлива, соответствующий начальным объемам водохранилищ $W_j^{(0)}$ и объемам воды «добегания» $\omega_j^{(0)}$.

Как показали анализ и численные эксперименты, с достаточной для практики точностью $B_{\text{посл}}$ в (7.1) можно выразить следующим образом:

$$B_{\text{посл}} = B_{\text{посл}}^{(0)} + \sum_{j=1}^m \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j} (\Delta W_j + \Delta \omega_j), \quad (7.2)$$

где ΔW_j — изменение объема водохранилища j -й ГЭС в течение расчетного краткосрочного периода; $\Delta \omega_j$ — изменение объема водохранилища j -й ГЭС за пределом расчетного периода, определяемого временем добегающего от вышерасположенных ГЭС; $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j}$ — функции последствия, т. е.

производные, получаемые из расчета оптимального недельного или долгосрочного режима и характеризующие цену воды, расходуемой в рассматриваемый период.

Изменение объема водохранилища ΔW_j любой j -й ГЭС в течение расчетного краткосрочного периода равно:

$$\Delta W_j = - \sum_{i=1}^n Q_{vij} c_w, \quad (7.3)$$

где Q_{vij} — расход воды из водохранилища j -й ГЭС в i -м интервале; c_w — масштабный множитель.

Изменение объема воды добегающих ω_j от вышерасположенных μ ГЭС, расходы нижнего бьефа которых поступают в водохранилище j -й ГЭС, можно представить так:

$$\Delta \omega_j = \sum_{s=1}^{\mu} \sum_{k=\pi-\tau_s+1}^n Q_{\mu bks} c_w, \quad (7.4)$$

где $Q_{\mu bks}$ — расход воды в нижний бьеф s -й ГЭС в k -м интервале; τ_s — время добегающего расходов воды от s -й вышерасположенной ГЭС до j -й ГЭС.

В (7.3) и (7.4) суммирование вводится по часовым интервалам. С учетом того, что при оптимизации $B_{гр}^{(c)}$ не изменяется, можно брать

$$B_{\text{посл}} = - \sum_{j=1}^m \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j} \left(\sum_{i=1}^n Q_{bij} - \sum_{s=1}^{\mu} \sum_{k=n-\tau_s+1}^n Q_{нбks} \right) c_w. \quad (7.5)$$

Оптимизацию режимов ГЭС необходимо выполнять для двух встречающихся в практике эксплуатации условий, которые назовем обычными условиями и условиями максимальной экономии гидроресурсов. В условиях максимальной экономии гидроресурсов в отличие от обычных условий тепловые станции работают полной мощностью, занимая базисную и частично полупиковую части графика нагрузки. Остающиеся пиковую и полупиковую части графика нагрузки покрывают гидроэлектростанции, и задачей является оптимальное распределение нагрузок между ними. В обычных условиях требование максимальной загрузки ТЭС не ставится, а если такая загрузка в ходе оптимизации режима и достигается, то обычно лишь в отдельные часы суток. Однако, снижая расход воды на ГЭС, все чаще в течение суток будет достигать предельной нагрузки ТЭС, и при некотором сниженном среднесуточном расходе ГЭС достигнет режима максимальной загрузки ТЭС в те часы, когда это возможно. Другими словами, имеется одна общая задача оптимизации режимов ГЭС в разных условиях. Выделение же в отдельную задачу оптимизации режимов ГЭС в условиях максимальной экономии гидроресурсов имеет смысл лишь потому, что для таких условий эту задачу можно решать проще.

Заметим, что из-за напряженного топливно-энергетического баланса в современных условиях гидроэлектростанции большую часть года работают в условиях максимальной экономии гидроресурсов. Обычно лишь в ночные часы рабочих дней, а также в некоторые выходные и праздничные дни тепловые станции не загружены на полную мощность (исключая избыточные энергосистемы). В таких условиях основное значение имеет экономически наиболее выгоднейшее распределение нагрузок между ГЭС.

Для случая работы ГЭС в режиме максимальной экономии гидроресурсов тепловые станции в анализируемый краткосрочный период работают с максимальной нагрузкой и не изменяют своего режима при изменении режимов ГЭС. В таком случае $B_{кр}$ в (7.1) не меняется, и вместо

(7.1) имеем

$$- \sum_{j=1}^m \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j} \left(\sum_{i=1}^n Q_{bij} - \sum_{s=1}^{\mu} \sum_{k=n-\tau_s+1}^n Q_{нбks} \right) c_w \rightarrow \min. \quad (7.6)$$

При расчете режимов ГЭС с учетом неустановившегося движения воды проявляется последствие, которое сводится к тому, что режим уровней нижнего бьефа ГЭС зависит от режима ГЭС в предшествующие сутки. Для учета последствия помимо расчетного вводится дополнительный период из d интервалов. Для этого периода режим ГЭС не оптимизируется. Проверка показала, что достаточно брать период последствия, отвечающий одним суткам.

Пологость зоны оптимума, характерная и для задач краткосрочного планирования режимов ГЭС, позволяет характеризовать и эти задачи в математическом отношении как некорректно поставленные задачи. Целесообразно производить регуляризацию и этих задач путем добавления к целевой функции регуляризирующего члена (см. § 2.1), приближающего искомый оптимальный режим к некоторому целесообразному, по мнению технолога, режиму, например к режиму предшествующих идентичных суток.

Различные случаи краткосрочной оптимизации режимов энергосистем с ГЭС. На практике возможно решение задач планирования оптимальных краткосрочных режимов энергосистем с ГЭС в разных постановках, различающихся способом расчета уровней нижнего бьефа, способом учета граничных условий — функциями последствия или заданными расходами (выработками энергии) ГЭС, режимом работы ГЭС — условия максимальной экономии гидроресурсов и обычные условия, использованием или неиспользованием схемы декомпозиции при определении режимов ГЭС.

Все эти постановки задач исходят из использования выпуклых характеристик ГЭС, полученных на основе проведения огибающих к реальным невыпуклым характеристикам. Для ряда ГЭС (например, малоагрегатных) может потребоваться коррекция полученных режимов с учетом реальных характеристик ГЭС, что может рассматриваться как задача дооптимизации режимов ГЭС.

Большое влияние на вычислительные алгоритмы решения задач оказывает принятый порядок расчета уровней воды в нижних бьефах ГЭС. На практике возможны четыре случая:

1) $Z_{нбij} = Z_{нбосрj} = \text{const}$ и равен уровню по стационарной кривой связи для среднесуточного расхода воды;

2) уровень нижнего бьефа в каждый час определяется по часовому расходу через ГЭС и по стационарной кривой связи расходов и уровней $Z_{нbij} = Z_{нб\infty ij}$;

3) уровень нижнего бьефа $Z_{нbij}$ в любой i -й час для j -й ГЭС определяется формулой

$$Z_{нbij} = Z_{нб\infty срj} + K(Z_{нб\infty ij} - Z_{нб\infty срj}), \quad (7.7)$$

где K — некоторая константа;

4) уровни в нижнем бьефе рассчитываются с учетом неустановившегося движения воды.

Последний случай наиболее общий, и только в этом случае возможен учет всех водохозяйственных ограничений.

Применительно к конкретным ГЭС и энергосистемам должен определяться приемлемый из перечисленных случаев, при этом, естественно, предпочтение отдается более простому случаю.

Решение в единой задаче оптимизации режимов энергосистем и ГЭС является достаточно сложным, особенно при учете неустановившегося движения воды. Более перспективен другой путь решения, основанный на декомпозиции указанной сложной задачи; он особенно приемлем при небольшом удельном весе ГЭС в объединенной энергосистеме.

Декомпозиция заключается в следующем. Сначала оптимизируются режимы энергосистемы с ГЭС, но при использовании упрощенной модели ГЭС: учитываются выпуклые характеристики ГЭС, берется постоянный напор ГЭС [или напор, вычисляемый по (7.7)]. Полученный режим ГЭС далее корректируется (дооптимизируется) с учетом переменного напора и неустановившегося движения воды, водохозяйственных ограничений, невыпуклых характеристик и т. п. Такой путь решения рассматривается ниже.

7.2. ОПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Исходные положения. Рассматривается задача совместной оптимизации краткосрочного режима ГЭС и ТЭС, работающих в составе объединенной энергосистемы. Энергосистема представлена эквивалентной электрической схемой. Учитываются потери энергии и ограничения по потокам в электрической сети. Гидроэлектростанции могут располагаться в одном или нескольких каскадах.

Расчетным периодом является суточный или недельный период. Задача решается в дискретной постановке, расчетный период разбит на дискретные интервалы разной длительности (например, часовые).

Рассматриваемая модель является однокритериальной, в качестве критерия оптимизации принят минимум издер-

жек на топливо (в частном случае — минимум расхода условного топлива).

Напоры на ГЭС принимаются постоянными в течение всего цикла регулирования.

По ГЭС учитываются интегральные ограничения в форме заданного на расчетный период расхода воды через ГЭС или выработки энергии ГЭС.

Приняты следующие основные обозначения: i — номер расчетного интервала; j — номер ГЭС; $Z_{вbij}$, $Z_{нbij}$, W_{ij} — соответственно уровни верхнего, нижнего бьефов ГЭС и объем водохранилища на начало i -го интервала; $Q_{вij}$, $Q_{нbij}$, H_j , $N_{гэсij}$ — соответственно средние в i -м интервале расходы из водохранилища и в нижний бьеф, напоры, мощности ГЭС; Δt_i — длительность интервала; m — число ГЭС; n — число интервалов; P_{ij} — мощность ТЭС в j -м узле (в узлах электрической схемы для $j = \overline{1, m}$ располагаются ГЭС, в узлах $j = (m+1), \dots, (m+r)$ располагаются ТЭС); P_{nij} — нагрузка j -го узла в i -м интервале; $P_{лит}$ — поток мощности по l -й линии в i -м интервале (всего линий $l = \overline{1, L}$); σ_{ij} — относительный прирост потерь в сетях; π_i — потери в сетях в i -м интервале.

В качестве независимых переменных берутся часовые мощности ГЭС $N_{гэсij}$ и эквивалентных ТЭС P_{ij} . Обозначим через $x = \{x_{ij}; i = \overline{1, n}; j = \overline{1, (m+r)}\}$ вектор независимых переменных ($x_{ij} = N_{гэсij}; j = \overline{1, m}; x_{ij} = P_{ij}; j = (m+1), (m+r)$).

Требуется найти режим мощностей ГЭС и ТЭС, минимизирующий суммарный расход топлива на тепловых станциях за расчетный период

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m+r} f_i(x_{ij}) \Delta t \rightarrow \min \quad (7.8)$$

и удовлетворяющий заданной системе ограничений: по балансу активных мощностей в энергосистеме

$$\varphi(x) = \sum_{i=1}^n N_{гэсij} + \sum_{j=m+1}^r P_{ij} - \sum_{j=1}^{m+r} P_{nij} - \pi_i = 0 \quad i = \overline{1, n}; \quad (7.9)$$

по мощностям ГЭС и ТЭС

$$N_{гэс \min ij} \leq N_{гэсij} \leq N_{гэс \max ij} \quad i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}; \quad (7.10)$$

$$P_{\min ij} \leq P_{ij} \leq P_{\max ij} \quad i = \overline{1, n}, j = (m+1), (m+r); \quad (7.11)$$

по потокам по контролируемым ВЛ

$$P_{л \min il} \leq P_{лит} \leq P_{л \max il} \quad i = \overline{1, n}, l = \overline{1, L}; \quad (7.12)$$

по скорости набора нагрузок ТЭС

$$\Delta P_{\min ij} \leq (P_{ij} - P_{(i-1)j}) \leq \Delta P_{\max ij} \quad (7.13)$$

$$i = \overline{1, n}, j = \overline{(m+1), (m+r)};$$

по заданному среднему за расчетный период расходу воды через каждую ГЭС

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{гэс ij} = \bar{Q}_{гэс, ср j} \quad j = \overline{1, m}. \quad (7.14)$$

Вместо последнего ограничения может быть ограничение по мощностям ГЭС:

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n N_{гэс ij} = \bar{N}_{гэс, ср j} \quad j = \overline{1, m}. \quad (7.15)$$

Задача решается методом проекции градиента (см. § 2.2) на основе выпуклых расходных характеристик ГЭС. В качестве алгоритма проектирования точки на поверхность ограничений взят метод наискорейшего спуска при оперировании с двойственными переменными.

Используется следующая исходная информация:

- 1) эквивалентная схема электрической сети;
- 2) характеристики ГЭС для заданных напоров ГЭС (расходная и относительных приростов), аппроксимированные полиномами;
- 3) характеристики относительных приростов эквивалентных ТЭС $b_{ij}(P_{ij})$, заданные кусочно-линейной аппроксимацией (малозначащие поправки к b_{ij} , рассмотренные в [49], не учтены; при необходимости учет их несложен);
- 4) матрицы сетевых коэффициентов для расчета относительных приростов потерь в сети и перетоков по контролируемым ВЛ;
- 5) прогнозируемые графики электропотребления;
- 6) предельные значения параметров, отвечающие заданной системе ограничений.

Алгоритм выбора направления движения внутри допустимой области и за границу допустимой области. Изменения независимых переменных при ходе внутри допустимой области и за границу допустимой области имеют вид

$$\left. \begin{aligned} N_{гэс ij}^{(v+1)} &= N_{гэс ij}^{(v)} - \alpha^{(v)} S_{ij}^{(v)} & j = \overline{1, m}; \\ P_{ij}^{(v+1)} &= P_{ij}^{(v)} - \alpha^{(v)} S_{ij}^{(v)} & j = m + \overline{1, m} + r, \end{aligned} \right\} \quad (7.16)$$

где $P_{ij}^{(v)}$, $N_{гэс ij}^{(v)}$ — соответственно значения мощностей ТЭС и ГЭС в граничной точке на v -й итерации;

$$\alpha^{(v)} = \frac{\delta}{\max_{i,j} S_{ij}^{(v)}}; \quad (7.17)$$

δ — константа, определяющая шаг за границу (опыт показывает, что изменение мощности целесообразно брать в пределах 10—15% средней мощности объекта); $S_{ij}^{(v)}$ — координаты вектора проекции градиента целевой функции на ограничения в форме равенств.

В данной задаче имеются два вида ограничений в форме равенств — по балансу мощностей в энергосистеме (ограничение в каждом интервале) и по балансу воды или мощностям ГЭС за период (интегральное ограничение). Проектирование может быть выполнено с помощью множителей Лагранжа следующим образом.

Составим функцию Лагранжа для этой задачи

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_i + \sum_{i=1}^n \gamma_i \left(\sum_{j=1}^m N_{гэс ij} + \sum_{j=m+1}^{m+r} P_{ij} - \pi_i - \sum_{j=1}^{m+r} P_{nij} \right) + \sum_{j=1}^m \lambda_j \left(\sum_{i=1}^n Q_{гэс ij} - n \bar{Q}_{гэс, ср ij} \right), \quad (7.18)$$

где γ_i и λ_j — множители Лагранжа.

Изменения переменных $N_{гэс ij}$ и P_{ij} на любой итерации в соответствии с градиентным методом будут

$$\Delta \bar{P}_{ij} = \alpha \frac{\partial \Phi}{\partial P_{ij}}; \quad \Delta N_{гэс ij} = -\alpha \frac{\partial \Phi}{\partial N_{гэс ij}}, \quad (7.19)$$

или после дифференцирования функции Φ

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{ij} &= -\alpha [b_{ij} + \gamma_i (1 - \sigma_{ij})]; \\ \Delta N_{гэс ij} &= -\alpha [\lambda_j q_{ij} + \gamma_i (1 - \sigma_{ij})], \end{aligned} \right\} \quad (7.20)$$

где

$$q_{ij} = \frac{\partial Q_{гэс ij}}{\partial N_{гэс ij}}; \quad b_{ij} = \frac{\partial B_i}{\partial P_{ij}}; \quad \sigma_{ij} = \frac{\partial \pi_i}{\partial P_{ij}}.$$

Множители Лагранжа определяются из условия

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n \Delta N_{гэс ij} q_{ij} &= 0 & j = \overline{1, m}; \\ \sum_{i=1}^m \Delta N_{гэс ij} + \sum_{j=m+1}^{m+r} \Delta P_{ij} &= 0 & i = \overline{1, n}, \end{aligned} \right\} \quad (7.21)$$

или после подстановки $\Delta N_{гэсij}$ и ΔP_{ij} и преобразований

$$\left. \begin{aligned} \lambda_j &= \frac{-\sum_{i=1}^n \gamma_i q_{ij}(1-\sigma_{ij})}{\sum_{i=1}^n q_{ij}^2} & j &= \overline{1, m}; \\ \gamma_i &= \frac{-\left[\sum_{j=m+1}^{m+r} b_{ij} + \sum_{j=1}^m \lambda_j q_{ij} \right]}{\sum_{j=1}^{m+r} (1-\sigma_{ij})} & i &= \overline{1, n}. \end{aligned} \right\} (7.22)$$

Если вместо интегрального ограничения по расходам ГЭС (7.14) используется интегральное ограничение по мощностям ГЭС (7.15), последние формулы после соответствующих преобразований можно записать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_j &= -\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \gamma_i (1-\sigma_{ij}) & j &= \overline{1, m}; \\ \gamma_i &= \frac{-\left[\sum_{j=1}^m \lambda_j + \sum_{j=m+1}^{m+r} b_{ij} \right]}{\sum_{j=1}^{m+r} (1-\sigma_{ij})} & i &= \overline{1, n}. \end{aligned} \right\} (7.23)$$

На практике обычно берут систему уравнений (7.22), но добиваются соблюдения интегральных ограничений по мощностям ГЭС — этим самым половинчато учитываются нелинейные ограничения (7.14). Аналогично в формулах учитывают относительные приросты потерь в сетях σ_{ij} , но в балансе мощностей не учитывают изменений по итерациям величины потерь π_i и эти потери обычно включают в состав P_n . Такой подход к решению принят и в данной работе.

Таким образом, чтобы спроектировать вектор целевой функции на ограничения в форме равенств, достаточно определить λ_j и γ_i из линейных алгебраических уравнений (7.23) и подставить эти величины в (7.20) для ΔP_{ij} и $\Delta N_{гэсij}$.

Число неизвестных величин λ_j и γ_i , очевидно, равно $n+m$ (при 10 ГЭС и 24 интервалах число неизвестных 34).

Эти линейные уравнения можно решать любым стандартным методом, и так как число неизвестных невелико, время решения будет небольшим. Однако можно упростить решение, используя специфику этих уравнений, а именно указанное в записи уравнений разделение переменных. Несложно организовать следующий быстро сходящийся итерационный процесс решения. Берем $\lambda_j^{(0)} = 0$ и по (7.22) вычисляем $\gamma_i^{(0)}$. Затем по $\gamma_i^{(0)}$ вычисляем $\lambda_j^{(1)}$, а по $\lambda_j^{(1)}$ — значения $\gamma_i^{(1)}$ и т. д., пока процесс решения не сойдется.

Этот итерационный процесс решения линейных уравнений можно трактовать как последовательное проектирование «чистого» вектор-градиента d на плоскости линеаризованных ограничений по балансу мощностей и расходам воды на ГЭС (рис. 7.1). Берем исходный вектор d и, проектируя его ограничение по балансу мощностей, получаем вектор d_m . Затем полученный вектор d_m проектируем на ограничение по балансу воды, получаем вектор $d_{m,v}$ и т. д. Получается последовательность векторов обычно за 5–6 итераций и сходится к искомой проекции S .

Если бы не было ограничений в форме неравенств, то последовательный ход по нескольким лучам-антиградиентам привел бы к оптимуму. Искомые множители Лагранжа λ_j и γ_i определились бы при этом на основе нескольких решений системы линейных уравнений (7.22) (очевидно, для ускорения решения этих уравнений в очередной точке за начальные значения множителей Лагранжа целесообразно брать решения этих уравнений в предыдущей точке).

При наличии ограничений в форме неравенств решение получается в результате зигзагообразного обхода границ (см. гл. 2) и значения λ_j и γ_i в точках $\hat{x}_1, \hat{x}_2 \dots$ стремятся к искомым множителям Лагранжа.

Проанализируем полученные результаты. В отличие от распространенных решений, например по программе В-2 [49], в изложенном ре-

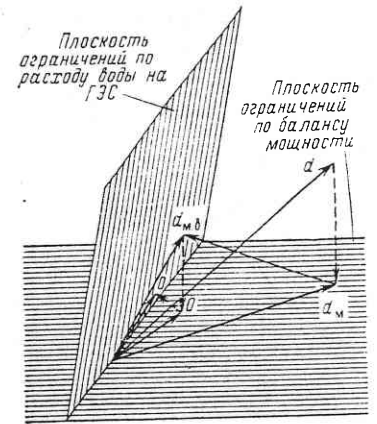


Рис. 7.1. Иллюстрация последовательного проектирования на систему ограничений в форме равенств

шении имеются новые элементы: отказ от балансирующей электростанции и переход вместо нее к множителям γ_i , а также другой порядок подбора множителей λ_j .

При наличии в энергосистеме только ТЭС (или ГЭС с заданными λ_j) и учете одного ограничения в форме равенств по балансу мощностей из (7.18) и (7.20) получаем выражения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{ij}} = b_{ij} + \gamma_i (1 - \sigma_{ij}); \quad (7.24)$$

$$\gamma_i = - \frac{\sum_{j=1}^{m+r} b_{ij}}{\sum_{j=1}^{m+r} (1 - \sigma_{ij})}. \quad (7.25)$$

С учетом балансирующей электростанции в (7.24) вместо γ_i принимается относительный прирост балансирующей станции b_0 . Анализ показал, что сходимость решения с γ_i значительно ускоряется по сравнению с b_0 .

Программа суточной оптимизации по такому алгоритму, входящая в состав программы РК-72 расчета длительных режимов ГЭС, была разработана во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ и внедрялась в энергосистемы начиная с 1972 г. [48]. В последние годы программа В-2 модифицирована по методике расчета без балансирующего узла [49].

Рассмотрим случай заданных γ_i . Определение множителей Лагранжа λ_j осуществляется по первой формуле (7.22) и сводится в конечном счете к усреднению во времени показателей режима. Если режим оптимальный, то усреднение по (7.22) дает точные значения λ_j , если не оптимальный, — то приближенные значения λ_j . Даже при неоптимальном внутрисуточном режиме вычисляемые λ_j незначительно отклоняются от точных значений и могут, например, использоваться в программах длительной оптимизации (там точные значения λ_j не обязательны).

В представляемом методе в отличие от [49] с начала расчета точно выдерживаются ограничения в форме равенств по расходам воды на ГЭС, причем в начале расчета внутрисуточный режим не оптимальный. Далее идет процесс оптимизации, но при точном соблюдении ограничений в форме равенств.

Более распространен другой подход — точный расчет суточных режимов при каких-то заданных λ_j , при этом ограничения в форме равенств не соблюдаются. Далее организуется некоторый итерационный процесс подбора λ_j для выдерживания ограничений в форме равенств [49]. Анализ показывает худшую сходимость итерационных процессов в таком случае.

Реализация предлагаемого подхода, однако, требует одновременного расчета режимов всех n часов, и на первый взгляд кажется, что

это требует увеличенной памяти ЭВМ. В действительности требуется лишь другая организация использования памяти.

Одновременный расчет режимов всех n часов позволяет также точно учитывать ограничения по допустимой скорости набора нагрузки ТЭС, что имеет большое практическое значение.

Идея «корректировки» исходного направления, примененная к ограничениям в форме равенств, оказывается весьма эффективной, и ее желательно распространить и на ограничения в форме неравенств. Как отмечалось в [48], для ограничений по независимым переменным это можно сделать следующим образом. После проектирования исходного вектор-антиградиента на ограничения в форме равенств осуществляется проверка того, какие из ограничений по независимым переменным будут нарушены при движении по скорректированному вектор-антиградиенту (учитывая некоторый конечный шаг движения). Далее по тем координатам, где указанные ограничения нарушаются, соответствующие компоненты скорректированного вектор-антиградиента берутся равными нулю. Тогда в (7.22) для этих точек будет $b_{ij} = -\gamma_i(1 - \sigma_{ij})$ или $\lambda_j q_{ij} = -\gamma_i(1 - \sigma_{ij})$. Полученное направление вновь проектируется на ограничения в форме равенств и т. д. Если даже не полностью устранять движения по таким направлениям (не доводить итерационный процесс до конца), то решение в целом ускорится, а последующее использование процедуры проектирования градиента с выходом в недопустимую область позволит точно выдержать эти ограничения.

В гл. 2 указывался путь учета этим методом и ограничений по зависимым переменным.

Алгоритм проектирования точки на поверхность ограничений в форме равенств и неравенств. Пусть требуется найти результат проектирования точки

$$x = \{N_{гс\ ij} \ j = \overline{1, m}; \ P_{ij} \ j = \overline{(m+1), (m+r)}; \ i = \overline{1, n}\}$$

на ограничения (7.10) — (7.13) — некоторый вектор \hat{x} .

Разобьем для удобства вектор независимых переменных во вспомогательной задаче квадратичного программирования на подвекторы $U = (U_{л\ max}, U_{л\ min}, U_{max}, U_{min}, U_{\Delta P\ max}, U_{\Delta P\ min})$, относящиеся к соответствующим видам ограничений (7.10) — (7.13). Несложно выписать формулы для вычисления вектора отклонений

$$\Delta = (\Delta_{л\ max}, \Delta_{л\ min}, \Delta_{max}, \Delta_{min}, \Delta_{\Delta P\ max}, \Delta_{\Delta P\ min}), \quad (7.26)$$

где

$$\Delta_{л\ max\ it} = P_{л\ max\ it} - P_{lit} \text{ и т. д.}$$

и состояния искомой проекции на ν -й итерации

$$\hat{x}_{ij}^{(\nu)} = x_{ij}^{(\nu)} - \frac{1}{2} \Delta x_{ij}^{(\nu)};$$

$$\Delta x_{ij}^{(\nu)} = \sum_l (U_{\max il} - U_{\min il}) k_{rl ij} + (U_{\max ij} - U_{\min ij}) + \left. \begin{aligned} &+ (U_{\Delta P \max (i-1)j} - U_{\Delta P \min (i-1)j}) + (U_{\Delta P \max ij} - U_{\Delta P \min ij}), \end{aligned} \right\} (7.27)$$

где l — номер ВЛ; $k_{rl ij}$ — коэффициент, пропорционально которому нагрузка l -й ВЛ в i -м часу зависит от нагрузки j -го узла; x_{ij} — координата проектируемой точки; \hat{x}_{ij} — координата искомой проекции на ν -й итерации.

Общая организация итерационного процесса проектирования полностью соответствует ранее описанной схеме в гл. 2 и в пояснениях не нуждается.

Для учета ограничений в форме равенств в (7.27) вместо $\Delta x = \{\Delta x_{ij} \mid i=1, n, j=1, m+r\}$ следует брать проекцию этого направления на линеаризованные ограничения (7.9) и (7.14) в форме равенств $\Delta x^* = \{\Delta x^*_{ij}, i=1, n, j=1, m+r\}$. Линеаризация ограничений производится в предыдущей граничной точке.

Алгоритм вычисления Δx^* аналогичен ранее описанной схеме проектирования вектор-градиента целевой функции на ограничения в форме равенств для выбора направления движения внутри допустимой области и за границу допустимой области.

Алгоритм получения исходного режима ГЭС, удовлетворяющего изопериметрическим условиям (7.15). Выше отмечалось, что в процессе оптимизации режимов все время имеем дело с допустимыми по изопериметрическим условиям (7.15) режимами ГЭС. Отсюда возникает задача определения исходного режима ГЭС, удовлетворяющего указанным условиям. Прочие ограничения при этом могут нарушаться, так как они будут учтены в процессе решения задачи.

Для получения исходного режима ГЭС используется известный алгоритм вписывания ГЭС в пиковую часть графиков нагрузки по прямым линиям.

Заданы: выработка $\mathcal{E}_{гэс j}$ и рабочие мощности $N_{гэс p j}$ каждой ГЭС.

Если требуется некоторый базисный режим ГЭС (например, по судоходным попускам), то он реализуется в значениях $\mathcal{E}_{гэс j}$ и $N_{гэс p j}$ и должны быть произведены соответствующие вычитания.

Сначала определяем числа часов использования рабочих мощностей каждой ГЭС: $T_j = \mathcal{E}_{гэс j} / N_{гэс p j}$.

В пиковую часть суточного графика нагрузки объединенной энергосистемы (рис. 7.2) вписываем некоторую порцию энергии ГЭС $\Delta \mathcal{E}_{гэс j}$, у которой $T_j \rightarrow \min$. После этого уточняем значения T_j по рассматриваемой ГЭС:

$$T_j = \frac{\mathcal{E}_{гэс j} - \Delta \mathcal{E}_{гэс j}}{N_{гэс p j} - \Delta N_{гэс p j}},$$

где $\Delta \mathcal{E}_{гэс j}$ и $\Delta N_{гэс p j}$ — вписанные в график нагрузки выработка и рабочая мощность ГЭС.

Далее вновь вписываем в график нагрузки порцию энергии ГЭС, у которой $T_j \rightarrow \min$, и т. п. Практически при вписывании берутся небольшие заданные шаги $\Delta N_{гэс p j}$ по рабочим мощностям. После исчерпания энергии всех ГЭС суммируем участки графика нагрузок, относящихся к каждой ГЭС, и получаем искомые удовлетворяющие изопериметрическим условиям режимы ГЭС. Такой алгоритм используется в программах ВНИИЭ — ВЦ ГТУ.

Получаемые режимы ГЭС являются хорошим начальным приближением и к оптимальным режимам ГЭС, так как оптимальные режимы ГЭС обычно близки к пиковым и полупиковым.

Возможен и другой алгоритм получения начального приближения режима ГЭС. Пусть задан исходный режим ГЭС, например, по аналогии с предыдущими сутками и он не удовлетворяет изопериметрическим условиям. Тогда на первой итерации оптимизации в (7.21) следует брать требуемое изменение расхода воды для выдерживания изопериметрических условий (см. гл. 2).

Алгоритм получения допустимого режима энергосистемы. При заданных прогнозных графиках нагрузки, рабочих мощностях электростанций, пропускных способностях ВЛ может не оказаться допустимого режима энергосистемы. В таких условиях сначала требуется решить задачу нахождения бездефицитного режима энергосистемы за счет соответствующего изменения исходной информации.

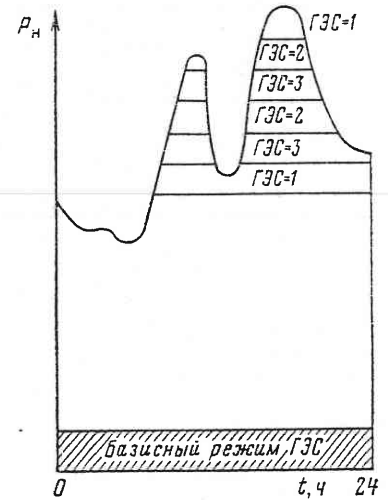


Рис. 7.2. Иллюстрация вписывания режимов ГЭС в пиковую часть графика нагрузки

Задача для каждого i -го часа суток формулируется следующим образом. Требуется найти такие перетоки по контролируемым ВЛ P_{lit} , при которых будет минимальным суммарный дефицит мощности по энергообъединению:

$$D_i = \sum_{j=1}^{m+r} \alpha_{ij} D_{ij} \rightarrow \min,$$

где D_{ij} — дефицит в j -м узле:

$$D_{ij} = \begin{cases} P_{ij} - P_{n ij} & \text{при } P_{ij} > P_{n ij}; \\ 0 & \text{при } P_{ij} \leq P_{n ij}; \end{cases}$$

α_{ij} — постоянные множители, через которые достигается требуемое распределение дефицитов мощности между узлами расчетной схемы. Обычно их берут обратно пропорциональными энергопотреблению узла.

Решение поставленной задачи осуществляется методом проекции градиента. Целесообразнее брать в качестве независимых переменных перетоки P_{lit} , причем последние нужно определять на основе раздельного учета законов Кирхгофа, как это указывалось в гл. 3. Первый закон Кирхгофа учитывается балансом мощностей каждого узла, а второй — ограничением $\sum \Delta P_{lit} X_i = 0$ по каждому замкнутому контуру. Помимо ограничений в форме равенств по законам Кирхгофа учитываются ограничения в форме неравенств по предельным нагрузкам ВЛ. Во ВНИИЭ—ВЦ ГТУ для этой задачи разработана программа «Баланс-М».

В результате решения задачи для каждого узла получают дефициты мощности, и технолог производит изменения в исходной информации, ликвидирующие эти дефициты: либо снижает энергопотребление, либо увеличивает рабочие мощности электростанций. Далее включаются в работу программы оптимизации режимов.

В [49] определение бездефицитного режима совмещено с определением оптимизации режимов.

7.3. ДООПТИМИЗАЦИЯ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дооптимизация для учета переменного напора, водохозяйственных ограничений и каскадного расположения ГЭС. Сначала по методике, приведенной в § 7.2, оптимизируется режим энергосистемы с ГЭС и определяются приведенные к шинам каждой j -й ГЭС графики относительных приростов ТЭС $b_j(t)$.

Далее решается задача дооптимизации режимов ГЭС, но при упрощающем предположении, что изменение режимов ГЭС не повлечет изменения графиков $b_j(t)$ — относительных приростов ТЭС, приведенных к шинам ГЭС. Полученные при дооптимизации режимы ГЭС могут быть заданы вместо рассчитанных по методике предыдущего параграфа, при этом пересчитаны режимы ТЭС и уточнены графики $b_j(t)$. Если эти графики не отличаются от первоначальных, то расчет заканчивается, в противном случае итерации продолжаются.

Задача дооптимизации режимов ГЭС может решаться и после оптимизации режимов только ТЭС при произвольном заданных начальных графиках для ГЭС.

Рассмотрим задачу дооптимизации краткосрочных режимов группы ГЭС при условии постоянства приведенных к шинам каждой j -й ГЭС графиков относительных приростов ТЭС $b_j(t)$. Гидростанции могут располагаться в каскадах, при этом учитывается задержка во времени добега расхода воды между ступенями каскада (учет с помощью постоянного времени добега). Уровни нижнего бьефа $Z_{нб}$, а значит, и напоры полагаются переменными; значения $Z_{нб}$ вычисляются с учетом н. д. в. по модифицированному методу экспонент.

Задача решается в дискретной постановке, расчетный период разбит на дискретные интервалы равной длительности.

Все используемые обозначения такие же, как и в предыдущей задаче.

Рассматриваемая модель является однокритериальной, в качестве критерия оптимизации принят минимум расхода топлива.

При дооптимизации режимов ГЭС суммарное за сутки (неделю) изменение расхода топлива в энергосистеме предлагается определять по формуле

$$B_{гп} = B_{кр}^{(0)} - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n b_{ij} \Delta N_{гэсij}, \quad (7.28)$$

где $B_{кр}^{(0)}$ — расход топлива, соответствующий начальному режиму ГЭС; $\Delta N_{гэсij}$ — изменение мощности j -й ГЭС в i -м интервале по сравнению с начальным режимом.

С учетом (7.1), (7.2) и (7.28) критерий минимума расхода топлива в энергосистеме обеспечивается при выпол-

нении условия

$$B_{\text{сум}} = \sum_{j=1}^m \left(\sum_{i=1}^n b_{ij} \Delta N_{\text{гэс } ij} - \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j} \left(\sum_{i=1}^n Q_{vij} - \sum_{s=1}^m \sum_{k=n-\tau_s+1}^n Q_{нбks} \right) c_w \right) \rightarrow \max. \quad (7.29)$$

При дооптимизации режимов ГЭС могут быть заданы следующие ограничения:

по часовым расходам воды в нижние бьефы ГЭС

$$Q_{нбij} \geq Q_{нб \min j} \quad j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n}; \quad (7.30)$$

по уровням воды и амплитудам уровней воды непосредственно в нижнем бьефе ГЭС и в удаленном створе

$$\left. \begin{aligned} Z_{нб \max j} &\geq Z_{нб ij} \geq Z_{нб \min j} & j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n}; \\ A_{нб j} &\leq A_{нб \max j} & j = \overline{1, m}; \\ Z_{уд \max j} &\geq Z_{уд ij} \geq Z_{уд \min j}; & j = \overline{1, m}, i = \overline{1, n}; \\ A_{уд j} &\leq A_{уд \max j} & j = \overline{1, m}, \end{aligned} \right\} (7.31)$$

где $A_j = Z''_j - Z'_j$, Z''_j и Z'_j — максимальный и минимальный уровни нижнего бьефа j -й ГЭС;

по мощностям отдельных ГЭС

$$N_{\text{гэс } \max ij} \geq N_{\text{гэс } ij} \geq N_{\text{гэс } \min ij} \quad i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}; \quad (7.32)$$

по перетокам по контролируемым ВЛ

$$P_{л \max il} \geq P_{лil} \geq P_{л \min il} \quad i = \overline{1, n}, l = \overline{1, L}, \quad (7.33)$$

где l — номер контролируемой ВЛ;

по заданному среднему за расчетный период расходу воды ГЭС

$$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{\text{гэс } ij} = Q_{\text{гэс. ср } j} \quad j = \overline{1, m}; \quad (7.34)$$

по уровням водохранилища на конец расчетного периода

$$Z_{вбnj} = Z_{вб.задj}; \quad (7.35)$$

по текущим уровням водохранилища

$$Z_{вб \max j} \geq Z_{вбij} \geq Z_{вб \min j} \quad i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}; \quad (7.36)$$

по суммарной мощности каскада ГЭС

$$N_{\text{каскад } \max i} \geq \sum_{j=1}^m N_{\text{гэс } ij} \geq N_{\text{каскад } \min i} \quad i = \overline{1, n}. \quad (7.37)$$

Дадим некоторые пояснения по приведенной системе ограничений.

Ограничения (7.30) и (7.31) можно назвать водохозяйственными, так как они в основном отражают требования неэнергетических участников ВХК.

Ограничение (7.32) по максимальной нагрузке ГЭС должно учитывать как предельно допустимые нагрузки ГЭС, так и обеспечение на ГЭС возлагаемого на них нагрузочного или аварийного резерва мощности: соответственно $N_{\text{гэс } ij}$ должно быть меньше полной располагаемой мощности станции на величину указанного резерва. Если резерв дается на группу ГЭС, то аналогичное (7.32) неравенство следует записать для группы ГЭС.

Ограничение (7.33) не допускает перегрузки контролируемых ВЛ в энергосистеме (контролируемыми являются те ВЛ, по которым существует опасность их перегрузки). В § 7.1 указывалось, что учет взаимосвязи краткосрочных и долгосрочных режимов ГЭС может выполняться двояко: либо с помощью функций последствия, либо путем задания средних расходов через ГЭС или уровней водохранилищ ГЭС на конец расчетного краткосрочного периода. Ограничения (7.34) и (7.35) относятся лишь к тем ГЭС, по которым взаимосвязь краткосрочных и долгосрочных режимов производится вторым способом, а также к ГЭС с водохранилищами краткосрочного регулирования.

Предельные значения мощностей каскада ГЭС определяются балансом мощностей в энергосистеме. Так, минимально допустимая мощность каскада $N_{\text{каскад } \min}$ определяется минимальным участием ГЭС в покрытии графиков энергосистемы (при этом тепловые станции работают с полной располагаемой мощностью), максимально допустимая мощность каскада $N_{\text{каскад } \max}$ — максимальным участием ГЭС в покрытии графиков энергосистемы (при этом тепловые станции работают с минимально возможной мощностью).

Для расчета потоков мощности по линиям используются матрицы сетевых коэффициентов: потоки вычисляются по заданным нагрузкам ГЭС и ТЭС и энергопотреблению в разных узлах расчетной электрической схемы. Ввиду того что в данной задаче отдельные группы ТЭС не рассматриваются, то можно лишь определять суммарную мощ-

ность ТЭС (вычитая из суммарного энергопотребления мощности ГЭС), в этом случае линейризованное выражение еще более упрощается:

$$P_{lil} = P_{lil}^{(0)} + k_{gil} \Delta P_{\Sigma i} + \sum_{j=1}^m k_{g2ilj} \Delta N_{гэс ij}, \quad (7.38)$$

где $P_{lil}^{(0)}$ — начальный поток мощности, соответствующий начальному режиму мощностей ГЭС; k_{gil} , k_{g2ilj} — постоянные коэффициенты линейризованной зависимости; $\Delta P_{\Sigma i}$ — изменения суммарной мощности ТЭС за счет изменения мощностей каскада ГЭС.

Опыт расчетов показывает, что зависимость (7.38) дает хорошие результаты в некоторой окрестности изменения мощностей ГЭС при дооптимизации. Затем следует повторно обращаться к счету по программе оптимизации режимов ТЭС для получения нового начального приближения потоков по ВЛ.

Сформулированная задача дооптимизации режимов ГЭС должна решаться в комплексе с задачей оптимизации, приведенной в предыдущем параграфе, при использовании следующей информации от последней: $b_j(t)$, $N_{гэс ij}^{(0)}$ (для $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$), $P_{lil}^{(0)}$ (для $i = \overline{1, n}$, $l = \overline{1, L}$).

Кроме того, должны быть заданы:

- 1) графики суммарной нагрузки энергосистемы;
- 2) пределы для заданной системы ограничений;
- 3) функции последействия $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W_j}$ для $j = \overline{1, m}$;
- 4) времена добегания расходов воды между ступенями каскада τ_j ;
- 5) характеристики ГЭС (расходные и относительных приростов) — берутся выпуклые характеристики, аппроксимированные полиномами;
- 6) характеристики нижних бьефов ГЭС и константы, необходимые для расчетов неустановившегося движения воды модифицированным методом экспонент.

В качестве независимых переменных в задаче могут быть взяты либо $N_{гэс ij}$, либо $Q_{гэс ij}$, либо $Q_{в ij}$. Последние независимые переменные (расходы воды) упрощают учет ряда водохозяйственных ограничений, так как они являются линейными по отношению к расходам воды. Поэтому были выбраны независимые переменные $Q_{гэс ij}$, но при этом целесообразным оказалось введение масштабирующих множителей $a_j = 8H_{срj}$ ($H_{срj}$ — среднесуточный напор j -й ГЭС).

Сформулированная задача решается методом проекции градиента.

Дооптимизация краткосрочных режимов ГЭС для учета невыпуклых расходных характеристик ГЭС. Полагаем, что рассчитаны оптимальные суточные режимы ГЭС по их выпуклым расходным характеристикам. Пусть часовые значения мощностей некоторой ГЭС в три первых часа будут $N_{гэс1}$, $N_{гэс2}$, $N_{гэс3}$ (рис. 7.3). Эти значения мощностей располагаются в общем случае произвольно между точками O , A , B и B .

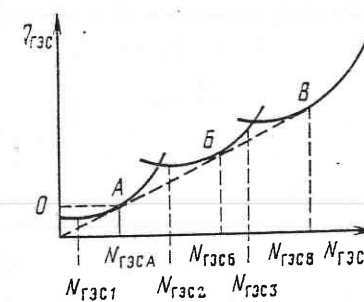


Рис. 7.3. Иллюстрация учета невыпуклых расходных характеристик ГЭС

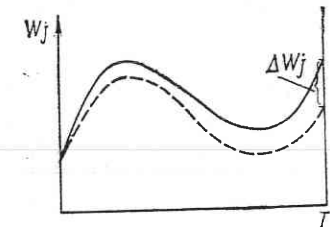


Рис. 7.4. Иллюстрация изменений объемов водохранилищ ГЭС при коррекции режима

При переходе к невыпуклым характеристикам для обеспечения тех же мощностей потребуются увеличенные расходы воды через ГЭС, которые несложно рассчитать, если $H = \text{const}$, беря в каждой точке расход воды через ГЭС по реальной расходной характеристике. При $H = \text{var}$ расчет будет более сложным и итеративным: определив, как выше было сказано, увеличенные расходы воды через ГЭС, далее нужно рассчитать уточненные уровни нижнего бьефа и напоры ГЭС, затем определить новые расходы воды через ГЭС и т. д. до сходимости итерационного процесса (а он сходится очень быстро).

В результате определяем некоторые перерасходы объемов воды за счет перехода к невыпуклым характеристикам $\Delta W_{н.х} (j = \overline{1, m})$. На рис. 7.4 показан ход изменения по часам суток объема воды, изымаемого из водохранилища (пунктир — расчет по выпуклым, сплошная линия — расчет по невыпуклым характеристикам). Разница между кривыми к концу суток и есть $\Delta W_{н.х}$.

От $\Delta W_{н.хj}$ легко перейти к оценке перерасхода топлива ΔB_j за сутки, пользуясь функциями последействия (или

множителями λ_j):

$$\Delta B_j = \Delta W_{н.х} \frac{\partial B_{пос.л}}{\partial W_j} \quad j = \overline{1, m}. \quad (7.39)$$

По вычисленным значениям $\Delta W_{н.х}$ и ΔB_j оценивается допустимость или недопустимость использования режимов ГЭС, вычисленных по выпуклым характеристикам. Если эти значения существенны (оценка технолога), то требуется корректировка ранее определенных суточных режимов ГЭС.

Строгое решение задачи расчета режимов ГЭС с учетом невыпуклых расходных характеристик ГЭС, как отмечалось выше, может быть выполнено методом «ветвей и границ», но оно оказывается очень сложным, поэтому используются приближенные приемы решения задачи.

Первым принимаемым допущением будет предположение о замене каждой вычисленной ранее мощности ГЭС ближайшим локальным оптимумом или его окрестностью. Например, вместо мощности $N_{гэс1}$ будут рассматриваться мощности в точках O и A , вместо мощности $N_{гэс2}$ — мощности в точках A и B и т. д. Возможна также малая окрестность в точках A , B и V .

Вторым принимаемым допущением будет постоянство приведенных к шинам ГЭС относительных приростов ТЭС: относительные приросты в зоне мощностей ГЭС от точки O до точки A принимаем такими же, как в точке $N_{гэс1}$, в зоне мощностей ГЭС от точки A до B — как в точке $N_{гэс2}$, и т. д. Другие допущения будут оговариваться особо.

Коррекция режимов ГЭС при переходе к невыпуклым характеристикам означает коррекцию состава включенного в работу оборудования ГЭС. При этом должны по возможности соблюдаться ограничения на состав включенных агрегатов [10]. Например, при росте суммарной нагрузки энергосистемы состав агрегатов может лишь увеличиваться, и наоборот. Должны учитываться ограничения, связанные с возложенными на ГЭС функциями несения нагрузочного и аварийного резервов и т. п.

Следует учитывать преемственность состава агрегатов при переходе от одних рабочих суток к другим или при переходе от одних выходных дней к другим.

При коррекции мощностей ГЭС помимо условий экономичности и ограничений на состав агрегатов должны учитываться ограничения по балансу мощностей энергосистемы в каждый момент времени и ограничения по суточному расходу воды на ГЭС. Конечно, следует считаться и с допустимой погрешностью в отклонениях по этим ограниче-

ниям, которые всегда имеют место. Особенно это относится к ограничениям по расходу воды за сутки — небольшие отклонения от этих расходов всегда имеют место, они допустимы, так как могут быть скомпенсированы при назначении режимов ГЭС в следующие сутки.

Алгоритм дооптимизации режимов каждой ГЭС для суточного периода на основе метода динамического программирования. Принимаем дополнительное упрощение — коррекцию режимов каждой ГЭС выполняем независимо от других ГЭС.

Обозначим через $W_j^{(0)}(t)$ пунктирную кривую на рис. 7.4, отвечающую расчетам по выпуклым характеристикам. Расчет ведем слева направо, от начала суток. В первом часовом интервале имеются две возможности коррекции, например увеличение и уменьшение мощности ГЭС $N_{гэс1}$ на некоторые величины: вместо $N_{гэс1}$ рассматриваем точки O и A на рис. 7.3. Подсчитываем изменения в объемах воды $\Delta W_1^{(1)}$ и $\Delta W_1^{(2)}$, отвечающие изменениям мощности ГЭС $\Delta N_{гэс1}^{(1)}$ и $\Delta N_{гэс1}^{(2)}$.

Во втором часовом интервале также могут быть два отклонения от мощностей ГЭС: $\Delta N_{гэс2}^{(1)}$ и $\Delta N_{гэс2}^{(2)}$ и соответственно $\Delta W_2^{(1)}$ и $\Delta W_2^{(2)}$. В сочетании с первым часом возможны четыре комбинации отклонений. Продолжение этого процесса в третьем, четвертом и т. д. часах увеличивает число комбинаций соответственно до 8, 16 и т. д., до $2^{(n)}$, где n — номер часа.

Число сочетаний — комбинаций очень быстро растет, поэтому принимаем допущение — к концу каждого i -го интервала рассматриваем не более ν отклонений от кривой $W_j^{(0)}(t)$. Число ν определяется экспериментальными расчетами. Примем, например, $\nu=2$. Тогда во втором часе из четырех сочетаний $\Delta N_{гэс1}$, $\Delta N_{гэс2}$ нужно выбрать два: берем те сочетания, у которых $\Delta W_{1-2} = \Delta W_1 + \Delta W_2$ наименьшие, т. е. меньше отклоняются от кривой $W_j^{(0)}(t)$.

В третьем часе сочетаются два отклонения в объеме воды ΔW_{1-2} и два отклонения в объеме воды ΔW_3 . Вновь выбираем два сочетания, у которых $\Delta W_{1-3} = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3$ наименьшее.

Продолжив эту процедуру до конца суток, получим два значения ΔW_{1-n} — выбираем из них наименьшее. Возвращаясь ходом назад, найдем ΔW_1 , ΔW_2 и т. д. (естественно, при прямом ходе нужно запомнить ΔW_1 и ΔW_2 , отвечаю-

щие каждому выбранному ΔW_{1-2} и т. д. — эта процедура общепринята в динамическом программировании).

В рассмотренном расчете можно учитывать и изменения уровня нижнего бьефа с учетом неустановившегося движения воды: расчет ведется ходом вперед, и в нем не сложно определять изменения уровня нижнего бьефа.

Влиянием по расходам на другие ГЭС каскада можно пренебречь, так как среднесуточный расход анализируемой ГЭС почти не меняется.

Изложенный расчет позволяет достаточно близко подойти к заданному среднесуточному расходу. Если желательно точно получить требуемый среднесуточный расход, то в полученный режим ГЭС нужно внести коррективы: допустить небольшие отклонения от точек *A*, *B* и *B*, что на экономичность режима повлияет мало. Повторяя при этом рассмотренную процедуру расчета динамическим программированием, получаем требуемое значение среднесуточного расхода ГЭС.

Возможно получение откорректированного режима ГЭС и по другому критерию — минимуму расхода топлива (выше применялся критерий минимума отклонений среднесуточного расхода воды от планового).

Порядок расчета аналогичен предыдущему. В каждом интервале берутся два отклонения объемов воды ΔW . Изменению в объеме воды $\Delta W_{1-2} = \Delta W_1 + \Delta W_2$ ставится в соответствие изменение в расходе топлива:

$$\Delta B_{1-2} = -b_1 \Delta N_{гэс1} - b_2 \Delta N_{гэс2} + \Delta W_{1-2} \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W},$$

где $\frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W}$ — функция последствия.

Выбираются такие две позиции ΔW_{1-2} , при которых $\Delta B_{1-2} \rightarrow \min$. Далее анализируются сочетания ΔW_{1-2} и ΔW_3 и определяются тоже два значения $\Delta W_{1-3} = \Delta W_{1-2} + \Delta W_3$, отвечающие критерию

$$B_{1-3} = -b_1 \Delta N_{гэс1} - b_2 \Delta N_{гэс2} - b_3 \Delta N_{гэс3} + \Delta W_{1-3} \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial N} \rightarrow \min.$$

В конце суток выбирается одно значение ΔW_{1-n} , отвечающее условию

$$\Delta B_{i-n} = - \sum_{i=1}^n b_i \Delta N_{гэс i} + \Delta W_{1-n} \frac{\partial B_{\text{посл}}}{\partial W} \rightarrow \min.$$

Второй вариант решения дает большую экономию топлива, но отклоняет среднесуточные расходы воды ГЭС от заданных значений. Если последние отклонения допустимы, то рекомендуется использовать второй вариант решения.

Недостатком рассмотренного алгоритма является неучет изменений мощности других ГЭС при коррекции мощностей рассматриваемой ГЭС. В результате могут быть большие суммарные изменения мощностей ГЭС в каждый момент времени, которые приведут либо к недопустимым по балансу мощности режимам, либо изменят характеристику $b_j(t)$.

Во избежание указанного рекомендуется использовать другой приближенный прием решения — алгоритм совместной корректировки режимов в всех ГЭС.

В начале корректируются по рассмотренному ранее алгоритму режимы ГЭС, у которой $\Delta N_{гэс}$ наибольшие (это обычно ГЭС с наиболее крупными агрегатами). Затем производится корректировка режимов ГЭС, у которой $\Delta N_{гэс}$ меньше по размерам, чем у рассмотренной ГЭС. При этом в алгоритм расчета методом динамического программирования вносятся некоторые изменения. Так, при выборе сочетаний $\Delta W_{1-2} = \Delta W_1 + \Delta W_2$ предпочтение отдается той комбинации, у которой ΔW_1 и ΔW_2 обратного знака по сравнению с этими же параметрами предыдущей ГЭС. В итоге получаем режим ГЭС, несколько более отклоняющийся по среднесуточному расходу воды от заданного. Аналогичным образом рассматриваются и другие ГЭС.

Более строгим было бы решение, когда одновременно рассматривались бы сочетания $\Delta N_{гэс}$ и во времени, и в пространстве, т. е. для разных интервалов и разных ГЭС. Но размерность задачи при этом сильно возрастает. Поэтому следует применять алгоритм динамического программирования для каждого момента времени, стремясь получить такие $\Delta N_{гэсij}$, чтобы в сумме по всем ГЭС эти отклонения были малыми. Отобрав при этом некоторое число $\Delta N_{гэсij}$, отвечающих поставленному выше условию, можно затем корректировать режим ГЭС во времени методом динамического программирования, производя поиск решения лишь на множестве ранее отобранных значений $\Delta N_{гэсij}$.

Рассмотренные алгоритмы рекомендуется проверять применительно к условиям конкретного каскада и выбирать из них наиболее предпочтительный. Таким в большинстве случаев будет первый алгоритм. Кроме того, в корректировке режимов ГЭС желательно участие специалиста-технолога. При хорошем диалоговом режиме работы с ЭВМ

технолог может на основе сравнения нескольких вариантов режима выбрать наилучшую корректировку, учитывая как предысторию (режим предыдущих суток), так и все трудно формализуемые ограничения на режимы ГЭС, в частности на допустимые составы работающего оборудования.

7.4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На основе разработанных методов и алгоритмов во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ разработан ряд машинных программ оптимизации и дооптимизации недельных и суточных режимов каскадов ГЭС с учетом и без учета неустановившегося движения воды. Программы внедрены в ЦДУ ЕЭС СССР, ряда ОДУ и энергосистем.

Пример 1. Оптимизация недельных режимов каскада ГЭС с учетом неустановившегося движения воды. Рассматривался каскад из семи средненапорных ГЭС. При оптимизации недельных режимов ГЭС учитывались режимные ограничения по минимальным часовым и среднесуточным расходам воды в нижние бьефы ГЭС, по уровням и амплитудам уровней нижних бьефов. Все ГЭС каскада (кроме нижней) имели подпор от нижележащих ГЭС. Поэтому уровни нижнего бьефа определялись с учетом подпора. По трем ГЭС каскада были заданы уровни верхнего бьефа на конец недельного цикла регулирования, по одной из ГЭС задан средненедельный расход воды в нижний бьеф ГЭС. Расчет проводился при заданных по всем ГЭС функциях последействия (для учета запаздывания в добегании расходов воды между ступенями каскада).

Тепловые станции были представлены одной эквивалентной ТЭС. С учетом того что в течение расчетного периода возможны плановые многократные изменения состава работающего оборудования, при расчете оптимальных недельных режимов каскадов ГЭС использовались раз-

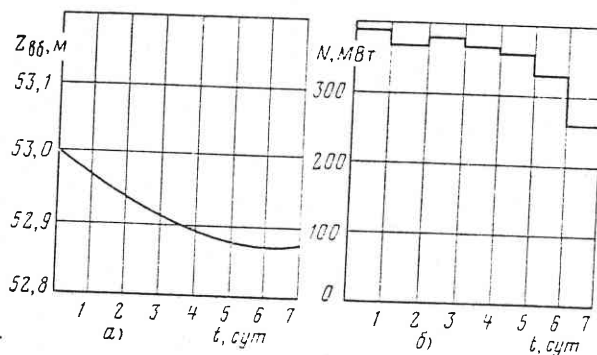


Рис. 7.5. Результаты расчета оптимального недельного режима ГЭС

личные характеристики относительных приростов эквивалентных ТЭС в разные периоды расчетной недели.

На рис. 7.5 приведены результаты оптимизации недельных режимов одной из ГЭС каскада — изменения уровня верхнего бьефа на конец каждых суток (а) и график среднесуточных мощностей ГЭС (б).

Для рассматриваемого каскада на практике чаще всего применяется следующий принцип ведения недельных режимов ГЭС: максимально возможная нагрузка ГЭС в рабочие дни и минимально возможная в выходные дни. Результаты расчетов по программе оптимизации недельных режимов ГЭС показывают более равномерную загрузку ГЭС по дням недели (отличие загрузки ГЭС в рабочие дни от загрузки в выходные дни составляет лишь 20—30%). Это можно объяснить тем, что при более равномерной загрузке ГЭС получаются меньшие потери напора.

Для сопоставления по программе недельной оптимизации было проведено сравнение расчетов по двум оптимальным режимам ГЭС: 1) при условии минимально возможной загрузки ГЭС в выходные дни и 2) без этого дополнительного ограничения. Расчеты проводились при заданных гидроресурсах по всем ГЭС.

Результаты расчетов показали, что в первом режиме выработка каскада ГЭС меньше, чем во втором, при этом экономия топлива во втором режиме по сравнению с первым составила 647 т условного топлива за неделю.

Пример 2. Дооптимизация суточных режимов ГЭС с учетом неустановившегося движения воды. При расчетах по дооптимизации суточных режимов трех ГЭС учитывались следующие ограничения: по минимальным часовым расходам в нижний бьеф ГЭС, по уровням и амплитудам колебаний уровней нижнего бьефа.

Некоторые результаты сравнительных расчетов по дооптимизации суточных режимов ГЭС:

№ суточного графика	Дополнительная экономия топлива, т условного топлива	№ суточного графика	Дополнительная экономия топлива, т условного топлива
1	95	9	104
2	74	10	98
3	17	11	94
4	120	12	136
5	340	13	93
6	68	14	147
7	174	15	170
8	0		

За счет улучшения режимов ГЭС дополнительная экономия топлива в энергосистеме составила в среднем 115 т условного топлива/сут.

Из рис. 7.6, на котором приведены режимы мощностей ГЭС до оптимизации (1) и после дооптимизации (2), видно, что различие в режимах существенно.

Пример 3. Оптимизация суточных режимов ГЭС в условиях максимальной экономии гидроресурсов. Расчет оптимальных суточных режимов трех ГЭС в условиях максимальной экономии гидроресурсов производился с учетом неустановившегося движения воды в нижних бьефах ГЭС. Результаты расчетов оптимальных суточных режимов в условиях максимальной экономии гидроресурсов:

№ суточного графика	Дополнительная экономия топлива, т условного топлива	№ суточного графика	Дополнительная экономия топлива, т условного топлива
1	377	5	237
2	267	6	172
3	240	7	358
4	448	8	415

Средняя экономия топлива по сравнению с ранее применявшимися методами назначения режима ГЭС составляет 314 т условного топлива/сут.

Пример 4. Анализ скорости сходимости комплексного метода оптимизации суточных режимов энергосистемы с ГЭС при учете неустановившегося движения воды в нижних бьефах и оценка погрешностей от принятых допущений. Как отмечалось, расчет оптимальных суточных режимов энергосистемы с ГЭС проводится последовательными итерациями по двум программам — по программе оптимизации режима энергосистемы (программа типа В-2), в которой ГЭС учитывается упрощенно (постоянный напор), и по программе дооптимизации суточных режимов ГЭС с учетом неустановившегося движения воды.

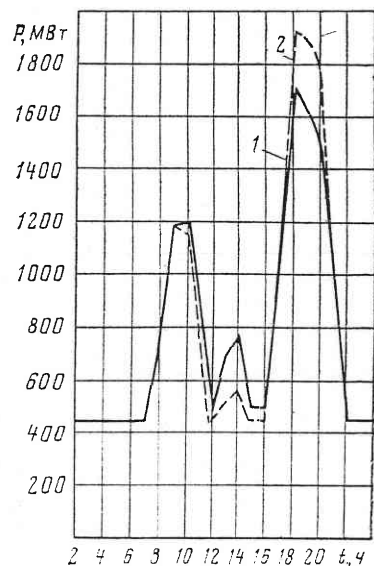


Рис. 7.6. Результаты дооптимизации режима ГЭС:
1 — режим мощностей до дооптимизации; 2 — после дооптимизации

С целью анализа скорости сходимости итеративного процесса была проведена серия экспериментальных расчетов для трех средненапорных ГЭС¹.

¹ Расчеты проведены Д. А. Мокиевским.

На рис. 7.7 показаны изменения от итерации к итерации в один из часов суток мощностей одной из ГЭС и относительных приростов ТЭС системы, приведенных к шинам ГЭС. Анализ расчетов показал, что наибольшие изменения в режимах ГЭС и относительных приростов ТЭС системы приходится на первую итерацию, последующие итерации лишь незначительно уточняют режимы.

При дооптимизации режимов ГЭС необходимости во второй, а тем более в третьей итерациях почти не бывает.

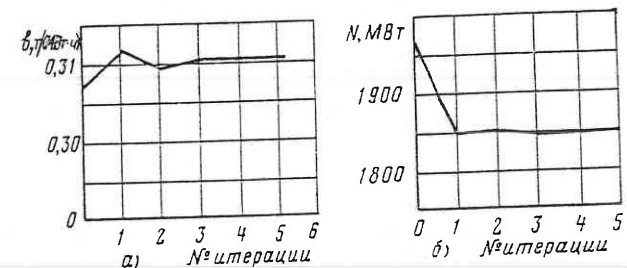


Рис. 7.7. Изменения относительного прироста системы (а) и мощности ГЭС (б) по итерациям

Следует отметить, что быстрота сходимости итерационного процесса зависит от соотношений установленной мощности дооптимизируемых ГЭС и мощности остальных станций: при меньшем удельном весе ГЭС следует ожидать меньшего числа итераций, так как изменения относительных приростов системы невелики.

В результате проведенных расчетов оптимальных суточных режимов трех средненапорных ГЭС выявилось, что максимальные отклонения относительных приростов составили около 0,3—0,4 % при отношении средней мощности ГЭС к средней нагрузке системы 3 %.

При дооптимизации суточных режимов ГЭС было принято, что изменение режима ГЭС не вызывает изменения графиков $b(t)$. Для оценки влияния этого допущения на целевую функцию (экономия топлива) были проведены экспериментальные расчеты при дооптимизации режимов трех средненапорных ГЭС.

Погрешность определения экономии топлива в результате неучета изменения относительных приростов ТЭС энергосистемы при дооптимизации равна:

$$\Delta B_{\text{ошибка}}^{(\nu)} = \sum_{i=1}^n \frac{b_i^{(\nu+1)} - b_i^{(\nu)}}{2} \Delta P_i^{(\nu)},$$

где $b_i^{(\nu+1)}$ и $b_i^{(\nu)}$ — соответственно относительные приросты системы в i -м интервале на $(\nu + 1)$ -й и ν -й итерациях расчета; $\Delta P_i^{(\nu)}$ — изменение мощности ТЭС в i -м интервале за ν -ю итерацию.

Таблица 7.1

Погрешность определения экономии топлива при принятом допущении постоянства относительных приростов составила 1 т условного топлива, в то время как сама экономия топлива равна 167 т, т. е. в относительных единицах погрешность составляет 0,006, или меньше 1 %.

Таким образом, полученные результаты подтверждают правомерность принятия допущения о постоянстве относительных приростов ГЭС при дооптимизации режимов ГЭС.

Пример 5. Выбор периода последействия при дооптимизации суточных режимов ГЭС. Для выбора оптимального периода последействия были проведены экспериментальные расчеты по дооптимизации суточных режимов трех средненапорных ГЭС. Расчеты каждых суток проводились для следующих случаев: без учета периода последействия, с учетом одних, двух, трех суток последействия.

Анализ результатов расчетов показывает, что при сравнении вариантов расчетов при одних сутках последействия с вариантами расчетов без учета суток последействия значительно увеличивается точность решения задачи, при этом эффект от дооптимизации увеличился на 10—12 %. Время счета увеличилось в 1,5 раза.

Из сравнения результатов расчетов с одними, двумя и тремя сутками последействия видно, что получились практически одинаковые режимы, экономия топлива от дооптимизации отличается лишь на 3 %. Время счета при переходе от одного варианта расчета к другому в порядке возрастания числа суток последействия во всех расчетах увеличивается в 1,3—1,5 раза.

Таким образом, для случая дооптимизации суточных режимов трех средненапорных ГЭС период последействия целесообразно было брать равным одним суткам.

Оптимизация недельных режимов каскада семи средненапорных ГЭС была проведена при двух вариантах ограничений по амплитуде колебаний уровней воды в створе одной из ГЭС (2,2 и 2,3 м). Разница в расходе условного топлива в этих двух вариантах режима составила 121 т/сут.

Влияние ограничений по уровням воды нижнего бьефа в створе ГЭС. Сравнялись оптимальные суточные режимы трех средненапорных ГЭС при разных значениях ограничений по уровням нижнего бьефа в створах ГЭС.

Анализ результатов показывает, что при изменении значений ограничения по минимальному уровню нижнего бьефа в створе ГЭС лишь на 5 см экономия условного топлива во втором варианте расчета снижается на 41 т/сут, или на 33 %, в третьем — на 51 т/сут, или на 41 %, относительно первого варианта расчета.

Для определения влияния ограничения по уровням воды нижнего бьефа в створе ГЭС на оптимизацию недельных режимов были проведены экспериментальные расчеты режимов семи ГЭС каскада при двух вариантах ограничения в створе одной из ГЭС (18,2 и 18,0 м). Резуль-

ГЭС	I вариант			II вариант			III вариант		
	Ограничение по $A_{\text{ниж}}^*$, м	$A_{\text{ниж}}$ в оптимальном режиме, м	Экономия топлива от дооптимизации режимов ГЭС, т условного топлива	Ограничение по $A_{\text{ниж}}^*$, м	$A_{\text{ниж}}$ в оптимальном режиме, м	Экономия топлива от дооптимизации режимов ГЭС, т условного топлива	Ограничение по $A_{\text{ниж}}^*$, м	$A_{\text{ниж}}$ в оптимальном режиме, м	Экономия топлива от дооптимизации режимов ГЭС, т условного топлива
ГЭС-1	5	2,28	} 124	5	2,30	} 83	2,28	2,28	} 71
ГЭС-2	5	1,20		5	1,23		1,18	1,18	
ГЭС-3	3	3		2,98	2,98		3	3	

таты расчетов показали, что расход условного топлива энергосистемы в первом варианте расчета на 164 т/сут меньше, чем во втором варианте расчета. Таким образом, анализ результатов расчетов при разных значениях ограничений по уровням нижнего бьефа показывает, что это ограничение также значительно сказывается на оптимизации краткосрочных режимов.

Пример 6. Исследования влияния режимных ограничений на оптимальные режимы ГЭС. Влияние ограничения по амплитуде колебаний уровней воды в нижнем бьефе ГЭС. Для определения влияния данного ограничения на дооптимизацию суточных режимов ГЭС были проведены расчеты оптимальных режимов трех средненапорных ГЭС при задании в створах ГЭС разных вариантов ограничений по амплитуде колебаний уровней A нижнего бьефа. В табл. 7.1 приведены соответственно значения ограничений по амплитуде колебаний уровней нижнего бьефа и результаты экспериментальных расчетов.

Из сопоставления этих оптимальных режимов видно, что в первом варианте данных (при расширенном допустимом диапазоне колебаний уровней на ГЭС) экономия топлива от дооптимизации получается больше, чем в других вариантах данных, при этом значения амплитуд различаются у двух ГЭС лишь на 2 см.

Отсюда следует, что незначительные изменения ограничений по амплитуде могут сильно сказываться на результатах дооптимизации суточных режимов ГЭС.

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

8.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ

Графики (планы) работы энергосистем и электростанций на сутки, как известно, разрабатываются в предшествующие сутки. Разработку планов обычно выполняют службы энергетических, электрических и гидроэнергетических режимов разных ступеней иерархической системы управления. Планы передаются в энергосистемы и на электростанции для реализации.

В процессе реализации суточных планов неизбежны отклонения от них, что в основном вызвано несовпадением фактического энергопотребления с прогнозным, реального состава готового к работе оборудования электростанций и электрической схемы сети с запланированным (аварии, задержки с выводом оборудования из плановых ремонтов), фактических межсистемных перетоков мощности с запланированными и т. п. Другими словами, проявляется вероятностный и частично неопределенный характер исходной информации, что требует корректировки суточных планов в ходе их реализации.

По существующим в настоящее время в СССР и за рубежом представлениям, реализованным в значительной мере на практике, за циклом суточного планирования режимом следуют:

корректировка режима энергосистем и электростанций по активной мощности на период до конца суток, которая осуществляется несколько раз в сутки по мере накопления существенных изменений в исходной информации (корректировка на период до конца суток);

оперативная корректировка режима энергосистем и электростанций по активной мощности на предстоящем интервале времени длительностью 1—60 мин (оперативная корректировка в интервале);

автоматическое регулирование частоты и активной мощности (АРЧМ) внутри 1-минутных интервалов.

На более коротких интервалах времени функционируют системы противоаварийного управления переходными режимами энергосистем.

Задачи корректировки режимов на периоде до конца суток могут быть отнесены к задачам суточного планирования; методы и алгоритмы их решения рассматривались в предыдущей главе.

Задачи оперативной корректировки режимов в интервале относятся к задачам оперативного управления режимами — к сравнительно новой группе задач, интенсивно развиваемых в последние годы.

В группу задач оперативного управления входят задачи управления режимом, схемой электрической сети и средствами управления. В свою очередь, задачи управления режимом разделяются на задачи управления режимом для обеспечения надежности работы энергосистем, на задачи управления частотой и активной мощностью и на задачи управления напряжением и реактивной мощностью.

Задачи обеспечения надежности работы энергосистем главным образом касаются электрической сети, точнее, обеспечения статической и динамической устойчивости режимов сети при возможных аварийных возмущениях. Сюда же относят и задачи обеспечения оперативного резерва генерирующей мощности.

Задачи управления напряжением и реактивной мощностью предназначаются для обеспечения требуемых напряжений в контрольных точках сети при соблюдении критерия экономичности режима сети (обычно минимума потерь активной мощности в сети).

Задачи оперативного управления режимами работы ГЭС, рассматриваемые в данной главе, относятся к группе задач управления частотой и активной мощностью энергосистем. В состав этих задач в общем случае входят задачи прогноза нагрузок энергопотребления, уточнения рабочих мощностей и характеристик электростанций, определения необходимого регулировочного диапазона электростанций, участвующих в АРЧМ, оптимального распределения нагрузок между электростанциями, анализа полноты и эффективности обработки заданий оперативного управления и т. п. За рубежом важной задачей цикла оперативного управления, кроме того, являются взаимные финансовые расчеты электростанций и энергосистем взамен или в дополнение к системе тарифов на перетоки.

Задачи оперативного управления режимами работы электростанций и энергосистем имеют весьма ответственное значение. Они являются необходимым звеном в общей цепочке планирования режимов и управления ими. Эти задачи реализуют на своем этапе общий принцип последовательной корректировки режимов при эксплуатации — от многолетних до мгновенных режимов. Реализация этого принципа является наиболее действенным способом преодоления неопределенностей в прогнозе исходной информации. В гл. 7 указывалось, что неопределенности исход-

ной информации определяют зону неопределенности режимов и ширина этой зоны уменьшается при уменьшении периода упреждения расчета. Поэтому оперативное управление следует рассматривать и как способ повышения эффективности управления режимами работы электростанций и энергосистем за счет сужения зоны неопределенности.

С учетом высказанного следует отметить особую актуальность задач оперативного управления режимами работы ГЭС, так как на долю ГЭС приходится наибольшая доля влияния случайной и неопределенной исходной информации. Отмеченное более сильно проявляется в условиях напряженного энергетического баланса энергосистем, когда тепловые станции большую часть времени загружены на полную мощность и не могут воспринимать дополнительные нерегулярные повышения энергопотребления.

При практическом внедрении комплексов программ оперативного управления режимами энергосистем большое значение имеет наличие автоматизированной информационной системы, мощной и надежной вычислительной техники, хорошо развитого системного и проблемного математического обеспечения. Современный уровень оснащения ЦДУ и ОДУ вычислительной техникой, развитые средства связи и телемеханики создали возможности для внедрения задач оперативного управления [1].

Эффект от решения этих задач в значительной степени зависит и от совершенства методов и алгоритмов оперативной корректировки.

Результаты решения задач оперативного управления предназначаются для использования диспетчерскими службами, что обуславливает соответствующие требования к алгоритмам — быстроедействие их работы, использование в основном исходной информации, получаемой по каналам телемеханики при минимальном ее ручном вводе, а также организация по возможности автоматизированной передачи управляющих сигналов на объекты управления, диалоговый режим работы технологов с программами и т. п.

Высокое быстроедействие алгоритмов оперативного управления требует их упрощения по сравнению с алгоритмами планирования режимов, но без потери эффективности от оптимизации режимов энергосистем. Упрощение алгоритмов возможно лишь на основе использования характерных особенностей этого цикла управления — сравнительно малых ожидаемых изменений режимов на малом интервале упреждения расчетов, учета результатов расчетов корректировки режимов на периоде до конца суток и т. п.

Целесообразный интервал оперативной корректировки режимов, по-видимому, близок к 1—10 мин, так как регулирование режимов внутри таких интервалов могут полностью взять на себя системы АРЧМ. Однако на начальных этапах внедрения алгоритмов оперативного управления возможны и более длительные интервалы корректировки, не исключены оперативные корректировки нескольких длительностей.

При переходе от этапа суточного планирования режимов к оперативному управлению и автоматическому регулированию частоты и активной мощности изменяется и состав электростанций, на режим которых оказывается воздействие. Суточный план разрабатывается для всех электростанций и энергосистем, для перетоков мощности по всем линиям электропередачи. В то же время к АРЧМ привлекаются не все электростанции (обычно до 20% по мощности); эта система регулирует перетоки лишь по наиболее ответственным межсистемным линиям связи. Очевидно, среднее положение будут занимать задачи корректировки режимов на периоде и в интервале. Так, режимы базисных ТЭС, не изменяющиеся в течение суток, не требуют оперативной корректировки. Но электростанции, участвующие в покрытии переменной части графика нагрузки и участвующие в АРЧМ, в такой корректировке нуждаются. В число последних электростанций входят и гидроэлектростанции.

На ряде электростанций возможна автоматическая диспетчерская обработка заданий, что наиболее благоприятно с точки зрения реализации кратковременной оперативной корректировки режимов. На других электростанциях регулирование режима осуществляется персоналом с ручной обработкой заданий, полученных от диспетчеров вышестоящей ступени управления. Для таких электростанций слишком частая корректировка режимов затруднена.

В составе задач оперативного управления важное место занимают также задачи оценки эффективности текущего и предшествующего режимов, для чего предназначаются алгоритмы анализа режимов — сопоставления по расходу топлива фактического и оптимального режимов, по факторного регрессионного анализа режимов и т. п.

Задачи оперативного управления, в том числе и задачи оперативной корректировки режимов энергосистем и ГЭС, пока еще получили меньшее развитие по сравнению с задачами долгосрочного и краткосрочного планирования. Однако внимание к этим задачам в последние годы резко возросло. Уже созданы и используются достаточно эффек-

тивные программные комплексы решения таких задач. Например, создан комплекс ЭРГЕН (экономическое распределение генерации), реализованный в ОДУ Северо-Запада [52]. В центре внимания этого комплекса — оптимальное управление при незапланированных отклонениях в исходной информации. Шаг расчета в этом комплексе принят 20 мин. Для следующей точки, отстоящей от текущей на 20 мин, осуществляется прогноз нагрузок энергосистем, уточняются система режимных ограничений и характеристики электростанций. Далее осуществляется оптимальное распределение активных мощностей между тепловыми электростанциями при приближенно заданной корректировке мощностей ГЭС. Затем осуществляется передача заданий на объекты управления. Каждые 5 мин производится контроль за выданными заданиями, который включает и анализ режимов — сопоставление по расходу топлива фактического и оптимального режимов энергосистем. Ведется доработка комплекса. В частности, ВНИИЭ — ВЦ ГТУ разрабатывают для этого комплекса программу оперативной корректировки режимов ГЭС по активной мощности, а также программу корректировки режимов энергосистем по реактивной мощности. Совершенствуется ранее разработанная ВНИИЭ — ВЦ ГТУ программа анализа режимов. Авторы комплекса указывают [52], что оптимальное управление — это не только оптимальное распределение мощности в фиксированные моменты времени, но и оптимальный переход от одного распределения к другому (т. е. оптимальные траектории изменения мощностей).

Комплексы алгоритмов и программ для оперативного управления нормальными режимами энергосистем созданы и в других ОДУ: Урала, Юга и др. Для ОДУ Юга первоочередное значение имеет оперативная корректировка режимов ГЭС Днепровского каскада. Некоторые водохранилища этого каскада имеют возможности только для недельного регулирования стока, ряд гидроэлектростанций — низконапорные. Поэтому неоптимальное распределение внеплановых отклонений мощности между ГЭС каскада может приводить к неоправданной сработке маломощных водохранилищ и к работе ГЭС на пониженных напорах, что обуславливает большие потери энергоотдачи этих ГЭС. Задача экономичного распределения суммарных отклонений мощности между ГЭС этого каскада достаточно сложна, так как в решении требуется учитывать динамику движения воды в русле реки, многочисленные водохозяйственные ограничения на режимы ГЭС и т. п.

8.2. МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Критерии оперативной корректировки режимов ГЭС. Задача оперативного управления режимами энергосистем формулируется следующим образом. В каждый текущий момент времени t_1 осуществляется прогноз нагрузок энергопотребления, рабочих мощностей, характеристик элект-

ростанций и т. п. на момент t_2 , отстоящий от t_1 на $\Delta t = t_2 - t_1$. Обычно Δt берется в диапазоне 1—60 мин. Требуется оптимальным образом распределить нагрузку энергопотребления между электростанциями на момент t_2 . На отрезке $\Delta t = t_2 - t_1$ режимы электростанций назначаются на основе линейной интерполяции режимов в точках t_1 и t_2 .

Для этой задачи характерно наличие некоторого планового режима электростанций (суточного плана); оперативная корректировка определяет отклонения от суточного плана.

Решение поставленной задачи имеет свои особенности для тепловых станций и гидроэлектростанций.

В случае корректировки режимов ТЭС нагрузка электропотребления в точке t_2 распределяется без учета эффекта последствия, что принято, например, в комплексе ЭРГЕН. Заметим, что при более строгом подходе и для ТЭС требуется учет эффекта последствия из-за учета ограниченного расхода лимитированных видов топлива на некоторых электростанциях и учета ограничений по скорости роста нагрузок ТЭС. Кроме того, при корректировке требуется учитывать предшествующий и плановый режимы ТЭС: нерационально очень часто изменять нагрузку ТЭС, если эти изменения в нагрузке дают несущественный эффект в экономии топлива или эти изменения вызывают технические трудности на ТЭС, а также трудности в передаче управляющих сигналов.

Оперативная корректировка режимов ГЭС на момент t_2 требует учета последствия режимов и в интервале $t_2 - t_1$, и в период после момента t_2 . Обусловлено это двумя причинами: во-первых, ГЭС относятся к энергоустановкам с лимитированным расходом энергоресурса (воды), и учет так называемого изопериметрического ограничения по энергии или воде для них обязателен; во-вторых, режим ГЭС в общем случае должен учитывать многие водохозяйственные ограничения как в момент t_1 , так и в последующем периоде времени.

К оперативной корректировке режимов ГЭС в точке t_2 предъявляются следующие требования: а) соблюдение изопериметрических и водохозяйственных ограничений в последующий период времени; б) обеспечение наибольшей экономичности режима энергосистем по расходу топлива или выработке гидроэнергии.

Требование экономичности должно относиться, в силу наличия интегральных ограничений в форме равенств, не к точке, а к периоду времени.

Из приведенного рассмотрения следует, что по своей природе задача оперативной корректировки режимов ГЭС является задачей не для интервала, а для периода времени. Если бы были быстроедействующие алгоритмы планирования режимов ГЭС на период времени и для них было бы автоматизировано поступление исходной информации, то с помощью этих алгоритмов каждые 5, 20 или 60 мин можно было бы производить и корректировку режимов ГЭС на период до конца суток, а значит, и корректировку режимов ГЭС в интервале. Пока что таких алгоритмов (время работы которых ≤ 1 мин) нет. Поэтому наряду с алгоритмами корректировки режимов ГЭС на период до конца суток, которые могут работать лишь несколько раз в течение суток, необходимы и упрощенные быстроедействующие алгоритмы для более частой оперативной корректировки режимов ГЭС.

При оперативной корректировке режимов ГЭС, как и при оптимизации режимов энергосистем, на первом месте стоят требования удовлетворения заданных ограничений, а на втором — требования удовлетворения экономичности режима. Однако в ряде случаев, например, для водохранилищ ГЭС большого объема, при корректировке режимов возможны и некоторые отклонения от запланированной на данные сутки выработки энергии ГЭС, если при этом реализуется заметный экономический эффект в целом за период, например недельный. Для таких водохранилищ и ГЭС с мало изменяющимся напором наиболее экономичным будет такой режим ГЭС, когда на достаточно длительном периоде времени сохраняется условие $b_i/q_i = \lambda_i = \text{const}$. Любые отклонения от этого условия вызывают перерасход топлива в энергосистеме. При частично неопределенном (в том числе и вероятностном) прогнозе исходной информации и использовании для преодоления этих неопределенностей способа последовательных корректировок режимов энергосистем условие $\lambda_i = \text{const}$ выдержать невозможно, и поэтому будет иметь место перерасход топлива (плата за неполный прогноз), однако этот перерасход следует минимизировать. В случаях других ГЭС, например при заметном влиянии на напор ГЭС неустановившегося движения воды, вместо условия $\lambda_i = \text{const}$ будет другое более сложное условие оптимальности режима, однако принципиальная сторона приведенного выше рассмотрения остается в силе.

Очень важно, чтобы при корректировке режимов ГЭС на период до конца суток (как и при суточном планировании режимов ГЭС) расчеты выполнялись для прогноза исходной информации, учитывающего «в среднем» влияние возможных отклонений в этой информации, т. е. чтобы расчет велся на математическое ожидание прогнозной информации. При этом в среднем по всем ГЭС на периоде в несколько суток будет выдерживаться изопериметрические условия: непредусмотренное отклонение в режиме ГЭС в какой-то один момент времени может быть скомпенсировано отклонениями в другие моменты времени.

Корректировки режимов ГЭС в периоде и в интервале должны дополнять, а не противоречить друг другу. Серия реализованных коррек-

тировок режимов ГЭС в отдельных интервалах временной оси образует полный режим ГЭС за сутки, неделю и т. д. Если эти корректировки не увязаны с корректировками на период, с суточным планированием, недельным планированием и т. д., то все расчеты, кроме корректировок в интервале, теряют актуальность. В итоге будет получен режим ГЭС, не увязанный в суточном, недельном и т. п. разрезах. Другими словами, оперативная корректировка режимов ГЭС в каждом интервале должна реализовывать решения, вытекающие из корректировки на период до конца суток.

Итак, в некоторый момент t_1 для любой j -й ГЭС имеются в общем случае некоторые отклонения ΔE_{ij} в выработке энергии по сравнению с решением, полученным либо из суточного плана, либо из корректировки на период, выполненной некоторое время тому назад. Кроме того, в общем случае энергопотребление и прочая исходная информация, прогнозируемая в момент t_1 и на момент t_2 , отличается от прежнего прогноза.

Требуется определить корректировку мощностей ГЭС $\Delta N_{гэс\ 2j}$ на момент t_2 , т. е. изменение мощностей по сравнению с фактическими в момент t_1 или с заданными по первоначальному или скорректированному планам.

Методы оперативной корректировки режимов ГЭС в силу того, что они упрощенные, в значительной степени зависят от конкретных особенностей ГЭС, каскада и энергосистемы. Далее рассматривается ряд таких методов, которые имеют свои предпочтительные области применения.

Оперативная корректировка для ГЭС, у которых условие оптимальности режима имеет вид $\lambda_i = \text{const}$. К числу таких относятся ГЭС, у которых влияние неустановившегося движения воды на напор незначительно и может не приниматься при краткосрочном планировании режимов, как и запаздывание в добегании расходов воды между ступенями каскада. Кроме того, влияние водохозяйственных ограничений не должно быть определяющим.

Значения множителей Лагранжа λ_{ij} для таких ГЭС находятся при суточном планировании режимов ГЭС и уточняются несколько раз в течение суток при корректировке режимов ГЭС на период до конца суток. Эти значения λ_{ij} находятся из условия получения заданной среднесуточной выработки энергии каждой ГЭС (при корректировке на период возможно и изменение суточной выработки энергии ГЭС).

Наиболее простым в этом случае будет следующий алгоритм корректировки. В разрезе суточного периода между корректировками на период (назовем их большими корректировками) для оперативных корректировок в от-

исправлены с учетом невыпуклых расчетных характеристик, что может быть выполнено с помощью метода динамического программирования (см. § 7.3). Имеется в виду рассмотренный ранее вариант алгоритма, перераспределяющий мощности между ГЭС в одном интервале при учете функций последействия. Здесь может быть два вида расчетов: при первом можно точно выбрать экономические мощности агрегатов ГЭС, но отклониться от заданной суммарной корректируемой мощности всех ГЭС, при втором соблюдается суммарная корректируемая мощность всех ГЭС, но допускаются одинаковые процентные отклонения от экономических мощностей агрегатов. При такой корректировке режимов ГЭС должна также учитываться допустимость перехода в момент t_2 на новый состав работающего оборудования ГЭС (ограничения на число пусков — остановов агрегатов ГЭС в течение суток).

Использование приоритетов при оперативной корректировке режимов ГЭС. Часто возникает следующая задача: задано увеличение (или уменьшение) нагрузки суммарно по каскаду ГЭС и требуется рационально распределить это изменение нагрузки между ГЭС каскада. Эта задача решается диспетчером энергосистемы, и поэтому ответ должен быть получен достаточно быстро (в пределах 1 мин).

Указанной задаче в общем случае должна предшествовать задача распределения изменения нагрузки суммарно между ТЭС и ГЭС энергосистемы. Часто тепловые станции бывают загружены полностью, и поэтому отклонения в нагрузке электропотребления воспринимаются только гидроэлектростанциями. Поставленная задача, в частности, актуальна для ГЭС Днепровского каскада.

Алгоритм решения задачи основывается на предварительном задании приоритетов в сработке и наполнении водохранилищ ГЭС: в первую очередь срабатывает водохранилище некоторой ГЭС № 1 с первым приоритетом и т. д. Для наполнений водохранилищ могут быть заданы свои, отличные от сработки приоритеты. Однако чаще наполнение водохранилищ целесообразно производить в обратном порядке, чем сработку.

Установление приоритетов может осуществляться по-разному, например с помощью имитаций на материале прошлого периода эксплуатации. Задавшись некоторыми приоритетами, можно на прошлом материале имитировать корректировку режимов ГЭС и подсчитать получающийся за анализируемый период расход топлива в энергосистеме или выработку гидроэнергии. Сравнив разные приоритеты

по расходу топлива или выработке гидроэнергии, легко выбрать наилучшую систему приоритетов. Это установление приоритетов производится на длительный период времени (сезон, год) и в ходе оперативной корректировки режимов ГЭС не пересматривается. Возможны и другие способы установления приоритетов.

Приоритетная схема сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, конечно, является допущением. Погрешности от этого допущения различны для разных каскадов. Они будут тем меньше, чем больше различаются между собой различные ГЭС каскада. Например, в составе Днепровского каскада работают ГЭС как сезонного регулирования (Кременчугская), так и недельного регулирования (Днепродзержинская). Существенно различаются напоры разных ГЭС и т. п. В то же время на режимы ГЭС этого каскада существенно влияние неустановившегося движения воды, время добегания расходов воды между ступенями каскада исчисляется часами, очень много сложных водохозяйственных ограничений. Поэтому условие $\lambda_j = \text{const}$ для этого каскада существенно отклоняет режим ГЭС от оптимального и допустимого.

Рассмотрим порядок корректировки режимов ГЭС при заданной системе приоритетов. В качестве независимых переменных при корректировке режимов оказалось целесообразным брать расходы воды из водохранилищ.

При необходимости изменения нагрузки каскада в момент t_1 на некоторое заданное значение соответственно изменяется расход $Q_{в\ i1}$ ГЭС каскада с первым приоритетом. Определение необходимого изменения в расходе $Q_{в\ i1}$ осуществляется элементарным подбором, при этом учитываются запаздывание в добегании расходов воды до нижележащих ГЭС каскада и вызываемые этим изменения мощностей других ГЭС. Одновременно проверяется соблюдение режимных ограничений в данном и в последующих интервалах (кроме интегрального ограничения, которое явно нарушается). Берется такое изменение расхода $Q_{в\ i1}$, которое допустимо по ограничениям. Если получаемое изменение мощностей ГЭС с первым приоритетом недостаточно, переходим к изменению расхода $Q_{в\ i2}$ на следующей по приоритету ГЭС и т. д.

От интервала к интервалу (берем интервалы длительностью порядка 5 мин) по каждой ГЭС определяются отклонения в объемах израсходованной воды по сравнению с объемами при плановом режиме. Если в текущем интервале не требуется изменять мощность ГЭС по сравнению с плановой мощностью, то производят изменения расхода $Q_{в\ ij}$, но уже для приближения объемов воды к плановым значениям. Таким образом, в каждом интервале в общем

случае имеем две корректировки режимов ГЭС: для обеспечения требуемого изменения мощностей ГЭС каскада и для ликвидации ранее произведенного отклонения в объемах водохранилищ от плановых значений.

Рассмотренный алгоритм достаточно быстродействующий — требует затрат времени менее 1 мин для шести ГЭС Днепровского каскада.

Использование упрощенного оптимизационного подхода. Этот алгоритм применим для любых ГЭС. Суть его в следующем. Вычисляются компоненты вектор-градиента целевой функции при измененной исходной информации (например, при измененном электропотреблении), что обычно выполняется очень быстро. Далее осуществляется проектирование режима ГЭС на допустимую область (см. § 2.2), но с учетом компонент вектор-градиента целевой функции. Например, этот учет можно осуществить с помощью соответствующего выбора штрафных коэффициентов для заданных ограничений режима. Компенсацию несущественных ограничений следует производить лишь тогда, когда эта компенсация не увеличивает целевую функцию, что оценивается по компонентам вектор-градиента целевой функции.

Существо упрощений в этом алгоритме по сравнению с общим алгоритмом решения задачи (см. § 7.2) состоит в следующем: а) предполагается неизменность в ходе расчета компонент вектор-градиента целевой функции; б) в расчете ограничиваемся одним спуском на границу допустимой области. В результате получаем существенное снижение времени расчета.

Заметим, что компоненты вектор-градиента целевой функции на каждой большой корректировке режимов ГЭС могут позволять находить приоритеты, необходимые для решения задачи по приоритетной схеме. Первый приоритет присваивается ГЭС с наибольшим компонентом вектор-градиента и т. д.

Предварительный расчет поля решений. В этом алгоритме на каждой большой корректировке режимов рассчитываются возможные режимы ГЭС для серий возможных отклонений в электропотреблении, рабочих мощностях и т. п. В результате может быть определена зависимость изменений мощностей каждой ГЭС в каждом интервале в функции от единичных отклонений в электропотреблении, рабочих мощностях и т. п. По-видимому реально лишь линейная аппроксимация этой многомерной зависимости (например, с использованием для аппроксимации регрессионного аппарата или методов идентификации).

Полученные зависимости далее используются при оперативной корректировке режимов ГЭС в интервале.

В этом алгоритме существенно усложняются большие корректировки, но одновременно предельно упрощаются малые корректировки режимов ГЭС.

Учет получаемой экономии топлива при оперативной корректировке режимов ГЭС. Оперативная корректировка режимов, очевидно, правомерна лишь на тех ГЭС и ТЭС, у которых за счет корректировки происходит заметная экономия топлива в энергосистеме. Определить такие ГЭС можно на основе анализа режимов, т. е. сопоставления по топливу разных вариантов режимов. Однако предпочтительнее другой путь решения этой задачи — путем использования методов решения математически некорректно поставленных задач (см. § 2.1). В этом случае к целевой функции добавляется член, «штрафующий» отклонения от планового режима электростанций, причем штрафной коэффициент в ходе расчета уменьшается. При этом откло-

Таблица 8.1

№ графика	Объект	Плановая суточная выработка, МВт·ч	Фактическая суточная выработка, МВт·ч	Фактическая корректировка суточной выработки, МВт·ч	Расчетная суточная выработка, МВт·ч	Расчетная корректировка суточной выработки, МВт·ч
1	ГЭС-1	4070	5223	1153	5418	1348
	ГЭС-2	2373	1652	—721	1841	—532
	ГЭС-3	1720	2395	675	2011	291
	Всего по каскаду	8163	9270	1107	9270	1107
2	ГЭС-1	4750	6480	1730	6500	1750
	ГЭС-2	1717	1980	263	2290	573
	ГЭС-3	2060	3100	1040	2770	710
	Всего по каскаду	8527	11560	3033	11560	3033
3	ГЭС-1	5070	5883	813	6302	1232
	ГЭС-2	1507	2175	668	1991	484
	ГЭС-3	2190	2939	749	2704	514
	Всего по каскаду	8767	10997	2230	10997	2230
4	ГЭС-1	5048	4904	—144	4898	—150
	ГЭС-2	1896	1391	—505	1526	—370
	ГЭС-3	2070	1860	—210	1731	—339
	Всего по каскаду	9014	8155	—859	8155	—859

нения в режиме будут допускаться лишь на тех электростанциях, за счет которых обеспечивается существенная экономия топлива в энергосистеме.

Пример. Оперативная корректировка режимов каскада ГЭС на основе использования приоритетного принципа. Во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ разработана программа оперативной корректировки режимов каскада ГЭС, использующая приоритетный принцип. Эта программа применяется в ОДУ Юга для Днепровского каскада.

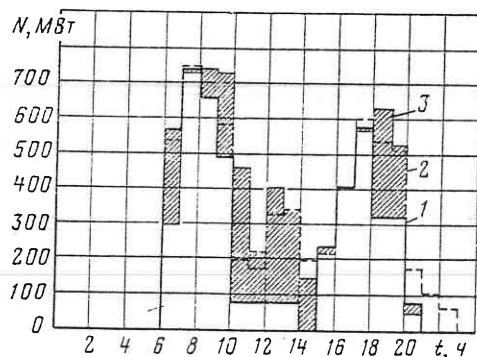


Рис. 8.1. Режим мощности ГЭС:
1 — плановый; 2 — фактический; 3 — расчетный по программе оперативной корректировки

При расчете по этой программе рассматривался каскад из трех ГЭС. При оперативной корректировке суточных режимов ГЭС учитывалась каскадная взаимосвязь ГЭС. Уровни нижнего бьефа определялись с учетом неустановившегося движения воды.

При расчете режимов ГЭС учитывались ограничения по уровням верхнего бьефа. Корректировка суточных режимов каскада производилась периодически с интервалом, равным одному часу.

В табл. 8.1 приведены результаты расчетов (суточные выработки ГЭС) в соответствии с плановым и фактическим режимами каскада.

Как видно из данных табл. 8.1, при некотором различии расчетного и фактического режимов наблюдается общая тенденция в изменениях показателей режимов. Анализ плановых режимов показал, что все режимы были заданы с нарушением ограничений по отметкам верхнего бьефа. В связи с этим корректировка (фактическая и расчетная) режимов ГЭС была направлена в первую очередь на ликвидацию этих нарушений. На рис. 8.1 даны графики мощностей (плановый, фактический, расчетный) одного из анализируемых дней.

Для сопоставления расчетных по программе корректировки и фактических режимов каскада ГЭС были проведены расчеты по данным пяти дней недели сутки за сутками, т. е. в качестве уровней верхнего

Таблица 8.2

Объект	Уровни верхнего бьефа на конец суток, м	
	Фактический режим	Расчетный режим
ГЭС-1	69,56	69,58
ГЭС-2	31,67	31,76
ГЭС-3	17,39	17,94

бьефа на начало суток каждого расчета брались уровни верхнего бьефа предыдущих расчетных суток. В табл. 8.2 приведены значения уровней верхнего бьефа на конец пятых суток, а на рис. 8.2 — ход уровней верхнего бьефа по суткам.

Как видно из данных табл. 8.2, расчетным режимам ГЭС соответствуют более высокие уровни верхнего бьефа, чем фактическим режимам.

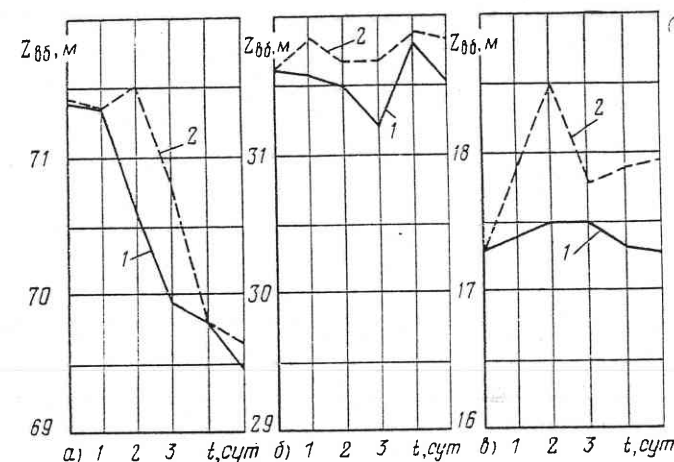


Рис. 8.2. Изменение уровня верхнего бьефа:
а — ГЭС-1; б — ГЭС-2; в — ГЭС-3; 1 — фактический уровень; 2 — расчетный уровень

Приблизительная оценка энергетического эффекта от экономленного объема воды в водохранилищах каскада (при условии, что дополнительная вода будет полностью реализована в следующих сутках) показала, что каскад даст дополнительную выработку 996 МВт·ч, или 10 % фактической суточной выработки каскада. (Следует отметить, что это значение занижено, поскольку большинство плановых режимов было с нарушением ограничений).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ РАСЧЕТА РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО СТОКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

9.1. ИМИТАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Система имитационных моделей. В предыдущих главах основное внимание было уделено оптимизационным моделям расчета регулирования речного стока, которые рекомендуются как основные модели для проектных и особенно для эксплуатационных расчетов. В определенном смысле указанные модели являются и имитационными (но с оптимизационными блоками), так как они позволяют технологу имитировать режимы водохранилищ и гидроузлов в условиях разной водности, разного энерго- и водопотребления и т. п.

Наряду с рассмотренными имитационно-оптимизационными моделями для расчетов регулирования речного стока необходимы и более простые имитационные модели, которые особенно полезны при реализации диалогового режима работы технолога с ЭВМ. Они могут применяться как на начальном этапе решения для выбора хорошего начального приближения режимов ГЭС для оптимизационных моделей, так и на заключительном этапе решения при уточнении оптимизационных решений с учетом неформализованных факторов.

В настоящее время получает признание точка зрения о необходимости для практики разработки системы моделей разного назначения, в том числе оптимизационных и имитационных. В перспективе будут разработаны набор отдельных программных модулей и программы генерации на основе этих модулей различных математических моделей.

Система имитационных моделей достаточно обширна, но в качестве основных можно назвать следующие модели: расчета режимов по некоторым заданным режимным параметрам; расчета допустимых режимов по заданным ограничениям; анализа режимов, в том числе ретроспективного; сопоставления фактических и оптимальных режимов ГЭС. Эти модели могут относиться к различным по длительности видам регулирования — многолетнему, годовому, сезонному, недельному, суточному.

Отметим, что семейство имитационных моделей в перспективе будет развиваться и пополняться, т. е. в будущем появятся и другие помимо рассматриваемых имитационные модели.

Модели расчета режимов ГЭС на заданные режимные параметры. В § 4.2 отмечалось, что режим ГЭС и водохранилищ характеризуется множеством режимных параметров. Некоторые параметры могут быть приняты в качестве независимых переменных. Тогда оставшиеся параметры (так называемые зависимые переменные) однозначно определяются по независимым переменным на основе уравнений водного баланса, энергетического баланса и т. п. Модели расчета режимов ГЭС на заданные режимные параметры и должны определять значения зависимых переменных по значениям независимых переменных, заданных некоторым образом. Модели будут различаться между собой в зависимости от того, какие параметры режимов ГЭС принимаются в качестве независимых переменных.

Наиболее просто выполняется расчет параметров режима ГЭС при задании в каждом интервале уровней верхнего бьефа $Z_{вб\ ij}$. Расчет производится сначала в первом расчетном интервале (для верхней ГЭС каскада, потом для следующей по течению ГЭС каскада и т. п.), затем аналогичные расчеты производятся во втором, третьем и т. д. интервалах до конца цикла регулирования всех ГЭС. В каждом расчете по уровням водохранилищ определяются объемы водохранилищ W_{ij} , на основе последних определяются расходы воды из водохранилищ $Q_{в\ ij}$. Затем по формулам водного баланса вычисляются расходы воды в нижние бьефы ГЭС, что позволяет определять также и уровни нижних бьефов ГЭС. Далее определяются средние напоры ГЭС, мощности и выработка энергии ГЭС, т. е. все водноэнергетические параметры ГЭС.

Близок к рассмотренному и алгоритм расчета режимных параметров при задании в качестве независимых переменных объемов водохранилищ W_{ij} или расходов воды из водохранилищ $Q_{в\ ij}$ (во втором случае на начало периода дополнительно следует задать уровни водохранилищ $Z_{вб\ 0j}$). Отличием от предыдущего алгоритма будут лишь вычисления уровней $Z_{вб\ ij}$ по объемам W_{ij} .

При задании в качестве независимых переменных расходов воды в нижние бьефы ГЭС $Q_{нб\ ij}$ по последним легко вычислить расходы воды из водохранилищ $Q_{в\ ij}$, вычитая из $Q_{нб\ ij}$ притекающие к данной ГЭС расходы реки и расходы воды от вышележащей ГЭС. Получив $Q_{в\ ij}$, приходим к алгоритму расчета предыдущего случая.

Вычисления несколько усложняются при задании в качестве независимых переменных среднеинтервальных мощностей ГЭС, так как в этом случае требуется итерационный расчет. Например, сначала из упрощенной формулы $N_{ГЭС} = 8Q_{ГЭС}H$, задавшись приближенным напором H , определяем $Q_{ГЭС}$ и затем $Q_{нб}$. Далее по $Q_{нб}$, проведя водноэнергетический балансовый расчет уточняем H и $Q_{нб}$, вновь проводим водноэнергетический балансовый расчет и т. д. Таким образом, по каждой ГЭС в каждом временном интервале выполняется итерационный расчет, причем итерации обычно сходятся достаточно быстро.

Возможны случаи и смешанного задания независимых переменных, например зимой — мощностей ГЭС, а в остальной период года — расход воды в нижние бьефы ГЭС. Алгоритм расчетов для таких случаев несложно получить, комбинируя рассмотренные выше алгоритмы.

В модели расчета долгосрочных режимов ГЭС на заданные режимные параметры целесообразно иметь дополнительный блок, осуществляющий вычисления мощностей ГЭС по заданному диспетчерскому графику водохранилищ ГЭС с последующим вычислением по мощностям ГЭС других режимных параметров. В таком случае получаем имитационную модель, позволяющую технологу с помощью метода «проб и ошибок» уточнять в диалоговом режиме диспетчерские графики водохранилищ ГЭС.

Модели для ввода режимов ГЭС в допустимую область. Расчет допустимого режима ГЭС дает решение, удовлетворяющее заданной системе ограничений. Как было показано в § 2.2, алгоритм расчета допустимого режима ГЭС в математическом отношении представляет собой задачу квадратичного программирования — проектирования точки на поверхность ограничений. Этот алгоритм проектирования входил в состав задач оптимизации режимов ГЭС, он также может быть выделен в отдельную задачу и иметь некоторую самостоятельную область практического применения (для тех случаев, когда технолога интересует лишь допустимый режим ГЭС).

Однако могут быть случаи, когда при заданной входной информации (включая и заданные ограничения) допустимый режим ГЭС невозможен, т. е. режимные ограничения несовместны. Алгоритм проектирования в таких случаях позволяет лишь установить факт несовместности ограничений. Тогда возникает дополнительная задача ввода режима в допустимую область за счет целенаправленного изменения входной информации, в том числе изменения и режимных огра-

ничений. Эта задача может решаться различно в зависимости от технологических целей расчетов. Например, можно изменять те или иные ограничения: допускать переход на пониженную гарантированную отдачу ГЭС, пониженные судоводные попуски и т. п. Иногда представляет интерес определение того, насколько следует изменить водность расчетного гидрографа, чтобы вписаться в заданную систему ограничений, и т. п. В настоящее время указанные изменения во входной информации технолог производит вручную, анализируя рассчитанный на ЭВМ несовместный режим. Но в случаях сложных систем водохранилищ решение этой задачи вручную оказывается трудоемким, поэтому автоматизация этой задачи актуальна.

Алгоритм этой задачи должен представлять собой набор разных способов устранения несовместности ограничений; эти наборы способов затем используются технологом по его усмотрению или в заданной им последовательности. Более подробно эти очевидные алгоритмы здесь не рассматриваются. Отметим лишь, что имеется различие в алгоритмах при разных способах учета влияния на режимы ГЭС энергосистемы (как и в расчетах по критерию максимума выработки гидроэнергии или по критерию минимума расхода топлива). Для задач суточной и недельной оптимизации режима можно фиктивно расширить регулируемый диапазон электростанций и ввести в рассмотрение фиктивные относительные приросты [68]. Попадание режима в фиктивные области покажет, насколько нужно уменьшить энергопотребление в данном узле электрической схемы.

Задачи ввода режима в допустимую область в некотором смысле являются сервисными задачами, облегчающими технологу использование математических моделей расчета режимов ГЭС. В то же время алгоритмы этих задач позволяют проводить и некоторый анализ режимов — определять совместность ограничений или размер необходимых изменений в этих ограничениях, чтобы они стали совместными, и т. п.

Модели анализа режимов ГЭС. Понятие анализа режимов ГЭС достаточно обширное, и поэтому может быть разработана система разнообразных математических моделей анализа.

Часто представляет интерес сопоставление нескольких рассчитываемых режимов ГЭС по выработке электроэнергии или расходу топлива на заданной выборке гидрографов. В таком случае в качестве расчетного блока можно использовать блок задачи расчета режимов ГЭС на за-

данные режимные параметры, а модель анализа будет представлять собой некоторую надстройку над моделью последнего указанного расчета.

Особый интерес представляют задачи ретроспективного анализа режимов ГЭС, позволяющие оценить эффективность управления гидроэлектростанциями [68]. Среди задач анализа можно выделить анализ суточных, недельных, месячных, квартальных и т. д. режимов ГЭС.

Так, задачи суточного анализа должны оценивать оптимальность распределения нагрузки по часам суток при одинаковой в сравниваемых вариантах среднесуточной выработке энергии или расходе воды на каждой ГЭС. Сопоставляют фактический и оптимальные суточные режимы ГЭС при фактической среднесуточной энергии ГЭС. Разница в расходе топлива двух суточных режимов определяется по следующей очевидной формуле [68]:

$$\Delta B_{\text{сут}} = - \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left(\Delta N_{\text{гэс } ij} \frac{b_{ij}^{\text{факт}} + b_{ij}^{\text{опт}}}{2} \right),$$

где $\Delta N_{\text{гэс } ij}$ — разница часовых нагрузок j -й ГЭС в двух режимах; $b_{ij}^{\text{факт}}$, $b_{ij}^{\text{опт}}$ — часовые относительные приросты ТЭС в фактическом и оптимальном режимах ГЭС (берутся приведенные к шинам ГЭС относительные приросты ТЭС).

При анализе недельных режимов ГЭС сопоставляются фактическое и оптимальное распределения воды на ГЭС по дням недели при одном и том же (фактическом) средненедельном расходе воды на каждой ГЭС.

При анализе месячных режимов ГЭС сопоставляются фактическое и оптимальное распределения воды на ГЭС по неделям месяца при одном и том же (фактическом) среднemesячном расходе воды на каждой ГЭС.

Анализ сезонных, годовых и многолетних режимов ГЭС более сложен, так как в оптимальном режиме нужно учитывать фактические ограниченные возможности предвидения стока. Поэтому вариант оптимального режима должен быть сформирован из серии детерминированных расчетов по схеме последовательных корректировок, обычно используемой в эксплуатационной практике.

Рассмотрим более подробно методику расчетов на примере двух задач анализа долгосрочных режимов ГЭС:

1) получение оценок потерь гидроэнергии, которые имеются в объединенной энергосистеме из-за вероятностно-неопределенного характера информации в гидрографах речного стока;

2) получение рекомендаций по снижению потерь гидроэнергии в системе.

Решение первой задачи (алгоритм I) основывается на расчете и сравнении условно названного фактического режима Φ и оптимальных режимов по фактической водности как в целом за анализируемый период, так и в отдельных частях этого периода (O-1, O-2 ... на рис. 9.1).

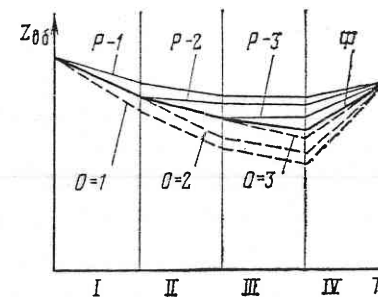


Рис. 9.1. Иллюстрация к алгоритму I

Принята следующая схема получения режима Φ . Рассчитывается оптимальный режим ГЭС по расходам воды I гидропрогноза на весь период регулирования (режим P-1). Затем расходы по гидропрогнозу на интервале I заменяются на фактические и производится пересчет режима таким образом, чтобы расходы воды через ГЭС в I интервале в этих двух режимах по возможности совпадали (насколько это позволяет система ограничений). При несовместности системы ограничений при корректировке режима всегда должны выдерживаться ограничения по уровням водохранилищ. Далее после получения II гидропрогноза исходя из отметок, достигнутых в предыдущем расчете, снова определяется оптимальный режим, но уже по расходам воды II гидропрогноза и на оставшийся период времени (P-2), который также корректируется описанным выше способом.

Аналогичные расчеты производятся и далее до конца рассматриваемого периода.

Таблица 9.1

Интервалы		Отклонение в выработке электроэнергии, млн.кВт·ч, по интервалам					
		O-1	O-2	O-3	O-4	O-5	O-6
1	Май	37,1					
2	Июнь	34,9	44,4				
3	Июль	2,6	6,3	28,8			
4	Август	-36,6	-27,3	-17,6	5,6		
5	Сентябрь	-20,6	-12,2	-10,9	-6,8	-1,3	
6	Октябрь	-0,6	2,2	1,18	2,9	2,1	-1,3
7	Ноябрь	-2,7	-2,1	-2,01	-2,4	-3,0	-2,0
8	Декабрь	-0,4	-1,5	-1,1	-1,6	0,1	0,7
9	Январь	-0,6	-1,4	-1,4	-1,6	-0,9	-0,1
10	Февраль	2,3	3,2	3,3	2,9	2,07	1,1
11	Март	0,2	-0,2	-0,4	-0,1	-0,03	2,6
12	Апрель	1,3	1,7	1,6	1,7	1,57	-0,7
Суммарные потери за сравниваемые периоды, млн.кВт·ч		16,92	12,94	1,37	0,52	0,51	0,10

ваемого периода. В качестве искомого режима Φ берем составной режим: в I интервале уровни по режиму $P-1$, во II интервале уровни по режиму $P-2$ и т. д.

Для оценки потерь в выработке электроэнергии за весь рассматриваемый период из-за неточности гидропрогнозов сравниваем режимы Φ и $O-1$.

Для оценки потерь в выработке электроэнергии за часть периода сравниваются режимы $O-2$, $O-3$ и т. д. с соответствующими этим периодам частями фактического режима.

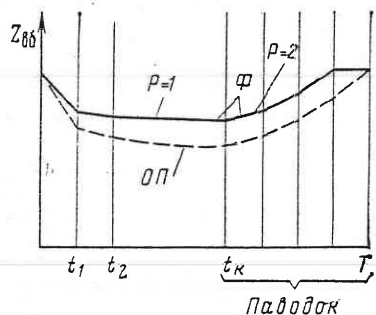


Рис. 9.2. Иллюстрация к алгоритму 2

которой расчетной обеспеченностью паводкового гидрографа (например, 25%).

Решение алгоритма заключается в сопоставлении фактического режима Φ с оптимальным режимом $ОП$ за весь период с расчетной обеспеченностью паводка (рис. 9.2). Сопоставление ведется для серии значений расчетной обеспеченности паводка 10, 25, 75 и 90%.

Расчеты проводились для каскада из трех ГЭС применительно к условиям работы их в 1974/75 водохозяйственном году. В качестве расчетного периода взят период от начала весеннего половодья 1974 календарного года до начала весеннего половодья 1975 г. (с мая по апрель включительно — всего 12 расчетных интервалов). В табл. 9.1 представлены результаты сравнения оптимального режима ГЭС с фактическим режимом по интервалам, а также суммарные потери в выработке энергии за соответствующие периоды регулирования.

Ожидаемые потери электроэнергии каскада ГЭС из-за ошибок гидропрогноза весеннего половодья при условии, что базовый гидропрогноз обеспеченностью 50% не оправдывается и в действительности будет половодье с обеспеченностью 10, 25, 75 или 90%, составляют:

Обеспеченность половодья, %	Потери, млн.кВт·ч
10	1,59
25	0,12
75	0,11
90	0,36

Методология использования математических моделей регулирования стока. Наличие системы разработанных математических моделей не является еще залогом эффективности управления гидроэлектростанциями; большое значение имеет эффективность применения этих моделей на практике.

Вопросы применения математических моделей в конкретной практике крайне сложны и не могут считаться до конца решенными. Любое математическое моделирование, как уже отмечалось, идеализирует действительность. Имеются трудности, связанные с возможностями, например, оптимизационных решений для систем водохранилищ, что также накладывает ограничения на полноту моделей. Поэтому можно рассматривать два параллельно развивающихся процесса: с одной стороны, совершенствуются и углубляются математические модели, т. е. инструмент для подготовки решений, увеличиваются также возможности современных ЭВМ (быстродействие, объем памяти, возможности диалогового режима, непосредственная связь с объектами управления), с другой стороны, развиваются и способы использования указанного инструмента для принятия решений.

Следует иметь в виду, что рассматриваемые инженерные задачи планирования и управления водохранилищами ГЭС чрезвычайно сложны и многогранны. Эти задачи относятся к классу многоцелевых задач с вероятностной и частично неопределенной исходной информацией; они являются динамическими задачами, т. е. требующими анализа во времени, иногда на значительный предстоящий период. Эти задачи очень большой размерности, в общем случае многоэкстремальные, частично целочисленные. Системы, в составе которых работают ГЭС (энергетические и водохозяйственные), относятся к числу больших систем. Поэтому решения затрагивают интересы многих отраслей народного хозяйства. Целевые функции для большинства водопотребителей и водопользователей количественно не определены или могут быть определены с большими погрешностями и т. п. Поэтому следует считаться с реальной действительностью, которая состоит в том, что существующие или разрабатываемые математические модели отражают лишь отдельные стороны общей проблемы и могут эффективно использоваться лишь для оказания помощи лицам, принимающим решение. При этом необходимо использование системы моделей (оптимизационных, имитационных и т. п.) для получения более полных и всесторонних характеристик изучаемых процессов. По мере

развития моделей их влияние на принятие решений будет увеличиваться, но ведущая роль технологов при принятии решений будет оставаться.

Следует также отметить, что эффект от применения математических моделей и ЭВМ в настоящее время реализуется не в полной мере. Более того, нынешний уровень применения моделей — начальный уровень, который сейчас интенсивно развивается и углубляется. При этом большой вклад в решение этих вопросов вносят проектные и эксплуатационные организации, непосредственно использующие модели. Из эксплуатационных организаций в первую очередь следует указать ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ Сибири, Казахстана, Юга, РЭУ Колэнерго, Карелэнерго и др.

Решение задач эффективного использования моделей имеет организационные, информационные, системотехнические, технологические и другие подобные аспекты, полное рассмотрение которых не является целью данной книги. Отметим лишь, что большое значение для эффективного использования моделей имеет переход от разработки отдельных программ к разработке комплексов программ и информационно-вычислительных систем (ИВС). Задачи планирования энергетических режимов объединяются в составе ИВС «Энерго». Создание этой ИВС должно обеспечить [52]:

единый технологический подход, определяющий необходимость иметь в составе ИВС полный состав задач планирования режимов и их управления на разных уровнях временной и территориальной иерархии;

единый программный подход, определяющий необходимость унификации модулей программ решения задач, близких по математической постановке;

единый информационный подход, определяющий необходимость создания единого банка информации, пополняемого автоматизированно;

единый системотехнический подход, определяющий необходимость использования унифицированных программных средств организации банка данных, управления решением задач, обмена данными между ЭВМ;

использование разнообразных средств общения технолога с ЭВМ, в том числе и наиболее удобного — через дисплей.

Создание ИВС «Энерго» позволит технологу легко обращаться к расчету по той или иной модели, причем необходимая для расчета информация уже будет находиться в банке данных, и поэтому отпадут большие трудозатраты

на ее подготовку. Общение через дисплеи повысит наглядность расчетов, позволит технологу легко вносить коррективы в информацию, облегчит многовариантные расчеты, т. е. позволит организовать эффективный диалоговый режим работы. Модульный принцип построения программ даст возможность генерировать те или иные модели, представляющие в данный момент практический интерес. Реализация указанных возможностей является наилучшим способом создания заинтересованности у технологов в использовании моделей.

Наряду с отмеченными большое значение для эффективного использования моделей имеют вопросы *методологии применения моделей технологами при принятии решений, т. е. какие модели и в какой последовательности применять на разных стадиях планирования режимов.*

9.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ РАСЧЕТА РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО СТОКА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Особенности проектных задач. Целью решения проектных задач является определение проектных параметров водохранилищ и ГЭС. Выбор параметров осуществляется на основе сопоставления и анализа нескольких вариантов таких параметров. Задачи расчета режимов ГЭС и водохранилищ решаются для каждого варианта проектных параметров. На основе режимных расчетов определяются эксплуатационные издержки, оценивается качество режимов, степень удовлетворения водой разных водопользователей и водопотребителей и т. п. На заключительном этапе проектирования разрабатываются «Основные правила использования водных ресурсов».

Проектные задачи регулирования стока решаются как при перспективном проектировании энергетических и водохозяйственных систем на срок до 20 лет, так и при текущем проектировании на срок до 5 лет.

В условиях эксплуатации параметры водохранилищ и энергоустановок определены и задачей является установление режимов водохранилищ ГЭС на долгосрочный и краткосрочный периоды времени — эти задачи текущей эксплуатации решаются постоянно. Кроме того, периодически пересматриваются «Основные правила использования водных ресурсов» водохранилищ и ГЭС в части уточнения регламентированных требований участников ВХК.

При проектировании и эксплуатации решаются идентичные режимные задачи, но в первом случае обычно до

пустимы большие упрощения в математических моделях. Проектные режимные задачи рассчитываются для серии вариантов параметров, т. е. для нескольких вариантов намеченной исходной информации. В условиях текущей эксплуатации состав входной информации подвержен большим изменениям: изменяются во времени прогнозы приточности, энергопотребления, из-за аварий оборудования изменяются рабочие мощности электростанций, изменяется топливная конъюнктура и т. п. Поэтому состав входной информации в эксплуатационных задачах существенно более изменчив, чем в проектных задачах, что отражается и на методологии использования математических моделей.

Кроме того, особенностью эксплуатационных задач являются постоянно уточняемые режимы работы ГЭС и водохранилищ, возможность использования прошлого опыта, т. е. возможность работы в режиме постоянного самообучения. Поэтому в эксплуатационном случае чаще практикуются постоянно повторяющиеся расчеты вместо заранее рассчитанных правил. Лишь зафиксированные в Основных правилах требования неэнергетических участников ВХК обычно сохраняются неизменными на длительный срок.

В проектных задачах для каждого варианта параметров обычно требуется проводить большие серии расчетов, например для разных водностей рек. В таких случаях удобно использовать заранее установленные диспетчерские правила (графики), на основе которых выполняются серии расчетов.

Использование детерминированных моделей. В системе математических моделей для проектирования, безусловно, находят применение и детерминированные модели длительного регулирования стока, рассмотренные в гл. 4 и в § 9.1. Из них наибольший интерес представляет оптимизационная детерминированная модель, позволяющая для каждого гидрографа определять оптимальный ход сработки и наполнения водохранилищ по одному из энергетических критериев при учете многообразных режимных ограничений, в том числе и ограничений, отражающих интересы неэнергетических участников ВХК. Эта модель позволяет наиболее полно и наглядно проследить влияние тех или иных вариаций в параметрах водохозяйственной системы на режимы работы этой системы. Причем при таких расчетах для серии возможных гидрографов получается возможность проведения заключительного статистического анализа. С точки зрения режимов водохранилищ эта модель является оптимизационной, но с точки зрения исходной проектной

задачи выбора параметров — имитационной, так как имитирует условия будущей эксплуатации системы. Оптимизация здесь играет вспомогательную роль — она механизмирует ввод режима в допустимую область и поиск режима, оптимального по энергетическому критерию, освобождая тем самым проектировщика от вспомогательных задач и давая ему возможность в ходе имитации решать главную задачу определения проектных параметров водохранилищ. Модели расчета режимов ГЭС на заданные параметры и определения допустимых режимов ГЭС следует рассматривать как части общей детерминированной модели.

Помимо наглядности результатов, возможности оценок изменения результатов при изменениях в исходной информации детерминированные модели позволяют более точно моделировать изучаемый объект — учитывать динамику движения воды в каскаде, условия работы ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах и т. п. Ввиду сложности построения диспетчерских графиков уточненный учет в них всех этих факторов затруднен.

Основным недостатком детерминированных моделей является заложенное в них не соответствующее действительности предположение о полном предвидении стока. В действительности прогнозы стока возможны только вероятностные, и за счет неполного предвидения стока обычно теряется 1—1,5% выработки гидроэнергии [68].

Однако точность проектных расчетов обычно меньшая, чем эксплуатационных. Поэтому возможно приближенное снижение подсчитанной по детерминированной модели выработки гидроэлектростанции для учета потерь от неполного предвидения стока. Так как при проектировании обычно важны сравнительные оценки (для сравниваемых параметров), то указанная погрешность будет еще меньшей, поскольку завышение выработки энергии будет в каждом из сравниваемых проектных вариантов. Возможна также имитация в детерминированной модели используемого при эксплуатации способа последовательных корректировок решения, когда на длительный предстоящий период берутся условные математические ожидания расходов реки и этим самым учитываются неполные возможности предвидения стока. Детерминированные модели могут использоваться и для построения диспетчерских графиков.

Вторым важным моментом, касающимся детерминированной модели, является необходимость решения в составе этой модели задачи распределения воды между участниками ВХК в дефицитных по водности условиях (в гл. 4 решение этой задачи не рассматривалось). В эксплуатационных

условиях регламентация этого распределения в значительной мере уже установлена правилами эксплуатации, и поэтому расчет режимов систем водохранилищ упрощается. В проектных задачах должна самостоятельно решаться и задача распределения воды.

Алгоритм распределения воды между участниками ВХК в дефицитных по водности условиях. Задача распределения воды между участниками ВХК в дефицитных по водности условиях является очень сложной многокритериальной задачей, причем отдельные частные критерии (относящиеся к разным участникам ВХК) количественно не всегда определены либо могут быть определены с большими погрешностями.

Возможны два принципиально различных пути решения этой задачи: а) на основе свертки всех частных критериев к одному общему критерию, например при использовании единой стоимостной оценки частных критериев; б) на основе установления приоритетов критериев и использования имитационного моделирования.

Первый путь решения задачи исследуется в ЭНИИ имени Г. М. Кржижановского [23]. Главную трудность при этом представляет оценка ущербов от дефицитов воды у разных участников ВХК. ЭНИИ совместно с другими организациями соответствующего профиля разрабатывает подходы к оценке указанных ущербов у разных участников ВХК; уже получены некоторые оценки этих ущербов и разработана методика распределения на их основе воды между участниками ВХК.

Однако из-за большой сложности оценки ущербов и неизбежных при такой оценке погрешностей, которые трудно даже оценить, на наш взгляд, нельзя ориентироваться при решении данной задачи только на функции ущербов. Следует считаться с тем, что единое стоимостное соизмерение частных критериев не отражает всех сложных связей в задаче и что на выбор решения, безусловно, оказывают влияние и факторы неэкономического характера. Поэтому необходимо развивать и другой подход к решению задачи деления воды, условно называемый делением воды по приоритетам. Этот подход основывается на имитационном моделировании и учитывает опыт и знания технологов.

Как следует из анализа существующей проектной практики, основой технологии проектирования сложных водохозяйственных систем является имитация, т. е. воспроизведение процесса функционирования объекта в сочетании с неформальными методами принятия решений. Рекомендации, полученные при однокритериальном подходе на ос-

нове функций ущербов, также должны приниматься во внимание, но окончательное принятие решений должно базироваться на всестороннем анализе по разным моделям. Важную роль при имитации играет организация человеко-машинного диалога для анализа проектных вариантов. Имитационный подход является тем же традиционным способом вариантных расчетов в инженерной практике, но использование ЭВМ позволяет полнее, более оперативно и всесторонне дать анализ значительно большего числа возможных вариантов решения.

Один из возможных алгоритмов решения задач деления воды по приоритетам излагается применительно к Волжско-Камской водохозяйственной системе. Этот алгоритм можно легко распространять и на другие речные бассейны¹.

Участниками ВХК в бассейне Волги являются гидроэнергетика, водный транспорт, рыбное хозяйство, сельское хозяйство, коммунальное и промышленное водоснабжение. Например, только забор воды на орошение на Волге уже достигает примерно 6—7 км³, в дальнейшем эта цифра значительно возрастает. На этот речной бассейн приходится около 50 % улова рыбы во внутренних водоемах страны и около 90 % улова осетровых. Одиннадцать ГЭС этого каскада с установленной мощностью около 11 млн. кВт и средней годовой выработкой энергии около 40 млрд. кВт·ч выполняют ответственные функции в ЕЭС СССР, в том числе общесистемного резерва мощности и энергии. На Волге и Каме создана глубоководная транспортная магистраль с очень большим грузооборотом. Интересы разных участников ВХК в дефицитных по водности условиях часто противоречивы. Противоречия интересов возникают даже в одной отрасли, но на разных участках реки, например для водозаборов из верхних бьефов и нижних бьефов ГЭС.

Для решения задачи распределения воды между участниками ВХК по [23] календарный год разбивается на три укрупненных интервала — половодье (IV—VI), летне-осеннюю межень (VII—XI) и зимнюю межень (XII—III). Каждый из этих трех укрупненных интервалов соответствует технологическим циклам использования воды основными водопотребителями, один из которых — ведущий в данном сезоне, и его требования имеют первый приоритет и в основном определяют режим всего каскада. В половодье ведущим является рыбное и сельское хозяйство (специальные обводнительные попуски в район Нижней Волги), летом и осенью — судоходство, энергетика и сельское хозяйство, зимой — энергетика.

Если некоторым образом задать урезанные объемы расходования воды в каждом укрупненном интервале и для каждого водопотребителя, то далее эти объемы воды можно распределить внутри интервала

¹ Алгоритм разрабатывался ВНИИЭ — ВЦ ГТУ с участием сотрудников ИВП АН СССР Д. В. Коренистова и Т. Н. Ивановой.

по заданным для каждого водопотребителя характеристикам водопользования. В результате определяется месячные (в половодье — подекадные) планы-графики расхода водного ресурса для всего года.

Затем при использовании этих планов-графиков в качестве заданных требований различных участков ВХК проводится расчет на выборке гидрографов регулирования стока водохранилищами по детерминированной оптимизационной модели (расчеты ведутся по декадам или месяцам с учетом динамики воды в русле, характеристик ГЭС и энергосистемы, с оптимизацией по энергетическому критерию). В результате определяются статистические характеристики режимов водохранилищ.

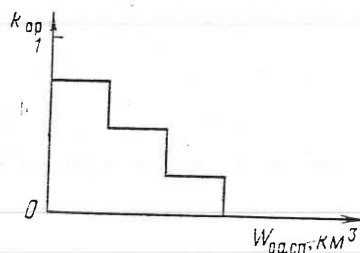


Рис. 9.3. График типа А

На первом этапе расчета — распределении воды по укрупненным интервалам, так же как и в детерминированной модели регулирования стока, полагают, что на ближайший укрупненный интервал времени имеется однозначный прогноз притока в водохранилища каскада.

Вопрос о распределении воды между участниками ВХК решается последовательно для каждого из трех укрупненных интервалов, начиная с периода половодья.

На первом этапе система водохранилищ каскада представляется в виде одного эквивалентного водохранилища. Распределение ведется с помощью ряда графиков, которые задаются проектировщиком и фактически определяют правила-приоритеты перехода различных водопользователей и водопотребителей на пониженное потребление водного ресурса. Порядок такого перехода и размер урезки к первоначальной заявке ставятся в зависимость от прогноза суммарного объема стока и переброски стока (модель пригодна и для анализа вариантов переброски части стока северных рек в Волгу).

Доля урезки первоначальной заявки и сам объем безвозвратного отъема воды из верхнего бьефа каждого водохранилища на орошение задаются с помощью графика типа А (рис. 9.3)

$$W_{орj}^* = W_{орj}(1 - k_{орj}), \quad (9.1)$$

где $k_{орj} = f(\Sigma W_{сток}, \Sigma W_{пер}, \Sigma W_{вод})$ — доля урезки первоначальной заявки по j -му водохранилищу; $W_{орj}$ — первоначальная заявка на объем безвозвратного отбора из j -го водохранилища за период половодья; $W_{орj}^*$ — скорректированный (урезанный) безвозвратный отбор воды из j -го водохранилища; $\Sigma W_{сток}$ — прогноз суммарного объема стока в бассейне за укрупненный интервал; $\Sigma W_{вод}$ — суммарный запас воды в водохранилищах каскада на начало половодья; $\Sigma W_{пер}$ — прогноз суммарного объема переброски стока в бассейн; j — номер водохранилища в каскаде.

Далее на основании графика типа Б (рис. 9.4) определяется доля весеннего стока, которая идет на формирование специального попуска воды (рыбохозяйственного) в нижний бьеф Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС:

$$W_{р.х}^* = f(\Sigma W_{сток} + \Sigma W_{пер} - \Sigma W_{ор}^*),$$

где $\Sigma W_{ор}^*$ — суммарный скорректированный безвозвратный отбор воды из всех водохранилищ каскада.

Остаток весеннего стока идет на заполнение водохранилищ каскада, сработка которых в летнюю и зимнюю межени используется для удовлетворения нужд энергетики и водного транспорта на Нижней Волге.

Несколько слов о структуре графика Б (рис. 9.4). Если объем располагаемого стока

$$W_{расп} = \Sigma W_{сток} + \Sigma W_{пер} - \Sigma W_{ор}^*$$

находится в первой зоне, т. е. выполняется условие

$$W_1 \leq W_{расп} \leq W_2,$$

то рыбному хозяйству выделяется только «заповедный минимум» $W_{р.хmin}$, а остальной объем $W_{вод} = (W_{расп} - W_{р.хmin})$ идет на заполнение водохранилищ.

Значение объема W_1 соответствует условиям заполнения водохранилищ на конец половодья до минимально возможных уровней по условиям навигации, сохранения гарантии по $\Delta_{гэс}$ до конца периода регулирования (обеспечивающей надежность работы энергосистемы) и выдачи в нижний бьеф Волгограда специального обводнительного попуска объемом $W_{р.хmin}$.

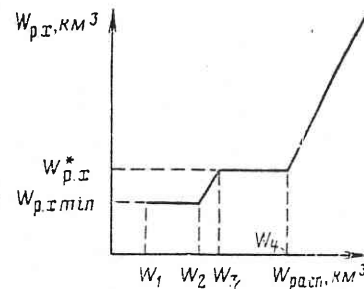


Рис. 9.4. График типа Б

Значение объема W_2 соответствует условиям выдачи в нижний бьеф Волгограда попуска объемом $W_{р.хmin}$ и заполнения водохранилищ каскада до некоторого промежуточного состояния между минимально и максимально возможными состояниями, после чего целесообразно прекратить наполнение водохранилищ и использовать сток для увеличения объема попуска.

Вторая зона характеризуется выполнением следующего неравенства: $W_2 \leq W_{расп} \leq W_3$. В этой зоне на заполнение водохранилищ выделяется объем $W_{вод} = (W_2 - W_{р.хmin})$, а остаток $W_{расп} - (W_2 - W_{р.хmin})$ идет на формирование специального обводнительного попуска.

По мере увеличения объема располагаемого притока от W_2 до W_3 объем попуска растет от значения «заповедного минимума» $W_{р.хmin}$ до некоторым образом установленного значения $W_{р.х}^*$. Значение объема W_3 определяется соотношением $W_3 = W_{р.х}^* + W_2 - W_{р.хmin}$.

В третьей зоне в обязательном порядке выдается объем $W_{р.х}^*$ на формирование специального обводнительного попуска, а остаток ($W_{расп} - W_{р.х}^*$) идет на заполнение водохранилищ каскада. При достижении объема располагаемого стока, равного W_4 , водохранилища каскада заполняются до максимально возможных уровней.

В четвертой зоне в обязательном порядке заполняются водохранилища каскада до максимально возможных уровней, а остаток идет на формирование рыбохозяйственного попуска.

Следует отметить, что в ряде случаев для построения более гибкой схемы распределения дефицита воды может оказаться целесообразным увеличить число зон в графике Б.

Этим кончается алгоритм деления воды в период половодья, далее аналогично ведется расчет для навигационной межени.

Урезка первоначальных заявок на безвозвратный отбор воды из верхних бьефов водохранилищ за навигационную межень определяется аналогично (9.1):

$$W_{орj}^* = W_{орj} (1 - k_{орj}),$$

где $k_{орj}$ — доля урезки первоначальной заявки по j -му водохранилищу, вычисленная по графику А для периода половодья; $W_{орj}$ — первоначальная заявка на объем безвозвратного отбора воды из j -го водохранилища за период навигационной межени; $W_{орj}^*$ — скорректированная (урезанная) заявка на объем безвозвратного отбора воды из j -го водохранилища за период навигационной межени.

Для определения объема транспортного попуска $W_{тр}^*$ в нижний бьеф Волгоградской ГЭС за навигационную межень используется один из графиков типа В (рис. 9.5):

$$W_{тр}^* = f(W_{расп}),$$

где

$$W_{расп} = \Sigma W_{сток} + \Sigma W_{пер} - \Sigma W_{орj}^* + \Sigma W_{вод} - \Sigma W_{водmin};$$

$\Sigma W_{пер}$ — суммарный объем переброски стока в бассейн за навигационную межень; $\Sigma W_{вод}$ — суммарный объем воды в водохранилищах каскада на начало навигационной межени; $\Sigma W_{водmin}$ — суммарный объем водохранилищ каскада, соответствующий минимально возможному уровню в верхнем бьефе по условиям навигации.

Главная задача при расчете последнего зимнего интервала заключается в определении объема воды, который необходимо использовать для выработки электрической энергии в зимнюю межень текущего года $W_{эн}$ и объема воды, которую необходимо оставить в водохранилищах каскада для использования его в следующем году. Делается это с помощью графиков типа Г (рис. 9.6):

$$W_{расп} = \Sigma W_{сток} + \Sigma W_{пер} + \Sigma W_{вод} - \Sigma W_{водmin},$$

где $\Sigma W_{сток}$ — прогноз суммарного объема стока в бассейн за зимнюю межень; $\Sigma W_{пер}$ — суммарный объем переброски стока в бассейн за зимнюю межень; $\Sigma W_{вод}$ — суммарный запас воды в водохранилищах кас-

када на начало зимней межени; $\Sigma W_{водmin}$ — суммарный минимально возможный запас воды, который всегда должен быть в водохранилищах каскада.

В отличие от графиков А, Б и В график Г является двухпараметрическим: для разных условий водности предстоящего половодья задаются разные кусочно-линейные характеристики. На рис. 9.6 характеристика 1 соответствует более многоводному половодью, чем характеристика 2.

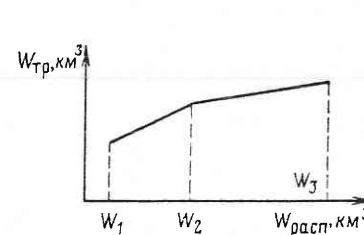


Рис. 9.5. График типа В

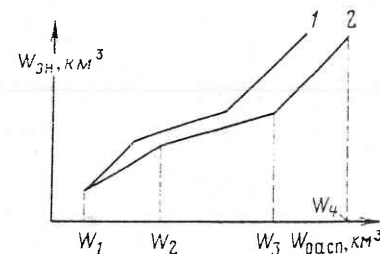


Рис. 9.6. График типа Г

Часть характеристики $W_{эн} = f(W_{расп})$ до первого излома соответствует ситуации, когда водохранилища за зимний период должны сработаться до своих минимально возможных уровней, т. е. весь водный ресурс (приток и запас в водохранилищах) полностью используется в зимний период.

Вторая часть характеристики $W_{эн} = f(W_{расп})$ имеет меньший наклон, чем первая часть, и соответствует условию сработки водохранилищ до некоторых уровней, заведомо превышающих минимально возможные. Чем меньше наклон этой характеристики, тем менее интенсивно производится сработка водохранилищ. Графически запас объема воды в водохранилищах может быть получен как разница ординат графика $y = x$ и рассматриваемой характеристики $W_{эн} = f(W_{расп})$.

И, наконец, последняя часть характеристики $W_{эн} = f(W_{расп})$ соответствует положению, когда в водохранилищах запасен определенный объем гидроресурсов для использования его в следующем году, а остальной ресурс подлежит обязательному использованию в зимнюю межень расчетного года.

Будем полагать, что отличие характеристик, предназначенных для использования в случае большой и малой воды в предстоящее половодье, заключается только в соответствующем сдвиге первой точки перелома. Например, сдвигая точку перелома влево, снижаем энергоотдачу в зимнюю межень текущего года и повышаем обеспеченность водными ресурсами водопотребителей ВХК в следующем году.

Заканчивается расчет по первому этапу распределением суммарного запаса воды в системе между отдельными водохранилищами. Делается это с помощью заданной системы коэффициентов $\{a_j, j = \overline{1, m}\}$,

которые характеризуют эффект использования в водохозяйственной системе единицы объема воды из данного водохранилища. Расчет коэффициентов осуществляется на основе модели, описанной в гл. 4.

Оптимизационный расчет второго этапа для заданных водоотъемов $Q_{p.x}(t) = F_1(W_{p.x})$, $Q_{op}(t) = F_2(W_{op})$ и $Q_{tr}(t) = F_3(W_{tr})$ позволяет решать такие вопросы:

на каких водохранилищах более целесообразно накапливать воду в период половодья и до каких уровней;

определить порядок сработки водохранилищ каскада при формировании специального обводнительного попуска;

определить энергетическую отдачу каскада для различных расчетных интервалов;

уточнить расположение пика специального обводнительного попуска в период половодья;

произвести согласование режимов использования выделенных объемов воды всеми участниками ВХК;

уточнить объем транспортного попуска за период навигационной межени;

уточнить объем специального обводнительного попуска в период половодья;

распределить суммарный запас воды в каскаде на начало половодья между отдельными водохранилищами.

Двухэтапные расчеты по вышеизложенной методике проводятся для всех гидрографов и для каждого года расчетной многолетки.

После выполнения этих расчетов могут быть определены интегральные показатели (обеспеченности) удовлетворения нормальных и пониженных требований разных участников ВХК. Если имеется алгоритм расчета целевой функции (скалярного критерия) для каждого такого участника, то могут быть также подсчитаны и эти целевые функции. Все эти показатели отвечают заданным характеристикам-приоритетам, изображенным на рис. 9.3—9.6. Если полученные обеспеченности не отвечают требуемым, то проектировщик изменяет приоритеты (рис. 9.3—9.6) и повторяет расчет.

На основе изложенного алгоритма разработан программный комплекс с шифром РК-вода (для ЭВМ 3-го поколения).

Модель РК-вода используется для анализа режимов работы ГЭС Волжско-Камского каскада в условиях переброски части стока северных рек в бассейн реки Волги.

Использование диспетчерских графиков. Модель РК-вода может рассматриваться в некотором смысле и как модель типа диспетчерских графиков: диспетчерские правила разделения воды задаются графиками (рис. 9.3—9.6).

При проектировании находят применение различные виды диспетчерских графиков, как традиционные [33], так и рассмотренные в гл. 5. Определение этих графиков может

производиться как оптимизационными, так и имитационными методами.

Уже разработаны и применяются некоторые имитационные модели (Энергосетьпроект, Гипроводхоза), в которых в ходе имитационного исследования устанавливается положение характерных линий диспетчерских графиков. При такой имитации весьма полезны и детерминированные оптимизационные расчеты, позволяющие технологу быстрее и правильнее установить целесообразное положение характерных линий и зон диспетчерского графика.

При проектировании находят применение также модели расчета и анализа краткосрочных (недельных и суточных) режимов энергосистем, а также модели расчетов неустановившегося движения воды.

9.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕЧНОГО СТОКА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Расчеты многолетнего регулирования стока. Эти расчеты проводятся в энергосистемах, имеющих в составе ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. Наиболее крупные из таких ГЭС работают в составе ОЭС Сибири, где накоплен большой опыт расчетов многолетнего регулирования стока [38, 64].

Расчеты многолетнего регулирования стока в ОЭС Сибири выполняются для двух целей — планирования текущего развития ОЭС и составления годовых планов эксплуатации ГЭС.

Ввод мощностей электростанций по годам, как известно, осуществляется ступенчато, а энергопотребление растет непрерывно. Поэтому балансы энергии ОЭС по годам перспективного периода неодинаковы: в одни годы баланс избыточный, а в другие дефицитный. Соответственно изменяется по годам перспективного периода и гарантированная выработка ГЭС. Водоохранилища ГЭС многолетнего регулирования выполняют при этом функции многолетнего регулятора энергии.

В энергосистемах со значительным удельным весом ГЭС (как в ОЭС Сибири) жесткий план ввода новых мощностей ориентирован, как правило, на средневодные условия и в условиях наступления серий маловодных лет может приводить к дефицитному балансу энергии даже при учете многолетнего регулирования стока водохранилищами. Поэтому в [64] предложена адаптивная схема управления текущим развитием ОЭС: в дополнение к жесткому

плану ввода новых мощностей разрабатывается также план корректирующих мероприятий на случай наступления маловодных условий, например опережение сроков ввода небольших электростанций (обычно ТЭЦ). Такие планы уточняются из года в год на основе фактической обстановки, ожидаемых условий по росту энергопотребления и т. п. Важным элементом разработки таких планов являются серии детерминированных расчетов многолетних режимов ГЭС для серии возможных маловодных периодов. Маловодные периоды отбираются из прошлого ряда наблюдений по показателю суммарной энергоотдачи (вода переводится в энергию по средним напорам и КПД). На кривой обеспеченности скользящих n -леток берутся такие n -летки, которые лежат в зоне расчетной обеспеченности.

Непосредственной эксплуатационной задачей расчета регулирования речного стока является составление годовых планов эксплуатации. При определении годовых отдач ГЭС многолетнего регулирования на предстоящий год необходимо рассматривать условия функционирования ГЭС в ОЭС как в предстоящий, так и в последующие годы, обычно на период до 10 лет. На решение этой задачи оказывают влияние фактические состояния к началу расчета водохранилищ многолетнего регулирования, рост энергопотребления и рабочих мощностей электростанций по годам планируемого периода, возможные в этот период гидрологические условия.

Гидрологические условия могут быть заданы только в вероятностной форме (так как длительный однозначный гидропрогноз отсутствует) — либо функциями распределения вероятностей, либо сериями расчетных гидрографов. Серии гидрографов обычно задаются n -летками, отвечающими разным обеспеченностям суммарных энергий притока, например берутся обеспеченности 10, 25, 50, 75 и 95%.

Прогноз энергопотребления и рабочих мощностей электростанций обычно оценивается как частично неопределенный: берутся средние ожидаемые значения показателей, а также «пессимистическая» оценка показателей — экспертно оцениваемые наихудшие отклонения от ожидаемых значений этих показателей.

Основой принятия решения по годовой отдаче водохранилищ многолетнего регулирования на предстоящий год являются детерминированные расчеты по серии расчетных гидрологических n -леток для нормальных и «пессимистических» вариантов роста энергопотребления и рабочих мощностей электростанций.

В ОДУ Сибири определяют суммарную энергоотдачу ГЭС на планируемый год, используя рекомендации по принятию решений в условиях неопределенности [4]. Для этого рассчитывается платежная матрица, содержащая приведенные затраты для ряда «состояний природы» (водностей рек, энергопотребления, рабочих мощностей) и ряда решений (суммарных энергоотдач ГЭС на планируемый год). Последующее принятие решения осуществляется на основе этой матрицы по одному из критериев теории игр с учетом опыта и интуиции технолога. При расчете приведенных затрат предусмотрен учет для перебойных лет ущербов от дефицитов воды. Распределение суммарной энергоотдачи между ГЭС производится по относительному значению потери энергии от сработки разных водохранилищ.

В рассмотренных расчетах многолетнего регулирования в качестве ограничений учитываются противосброшные и противоперебойные линии диспетчерских графиков.

Определение отдач водохранилищ многолетнего регулирования на планируемый год представляет собой ответственное решение, так как отрицательные последствия от неправильных решений могут быть весьма дорогостоящими. Поэтому представляется, что учет вероятностных характеристик стока в перспективном периоде целесообразно производить также и с использованием его функций распределения, а не только серий возможных гидрографов. В частности, для условий Сибири можно применять и рассмотренную в гл. 5 схему эквивалентного водохранилища. На основе этой схемы можно рассчитать отдачу ГЭС в планируемом году, при которой вероятность дефицитов в последующие годы будет не ниже нормативной. Снижение этой отдачи ниже указанной может обуславливаться лишь экономическими критериями, что в свою очередь можно оценивать на основе детерминированных расчетов.

Такие расчеты следует выполнять для серии значений энергопотребления и рабочих мощностей. Выбор решений с учетом неопределенного характера последних факторов должен производиться по критериям теории игр.

При выборе отдач ГЭС многолетнего регулирования на планируемый год полезно также знать и принимать во внимание проектную отдачу ГЭС, рассчитанную на проектные условия роста энергопотребления и рабочих мощностей. Наличие в энергосистемах ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования может иногда способствовать принятию таких решений, при которых задержки во вводах нового оборудования, росте энергопотребления и т. п. ба-

лансируются за счет водохранилищ ГЭС, что не предусматривалось проектами ГЭС и приводит к большим народнохозяйственным потерям — глубоким дефицитам в последующие годы, большим потерям гарантированной выработки энергии из-за работы ГЭС на пониженных напорах, ущемлению интересов неэнергетических участников ВХК. Некоторый маневр гарантированными выработками ГЭС многолетнего регулирования возможен (повышение ее в одни годы с понижением в другие), но в допустимых пределах, определяемых их проектными возможностями. Значительные же отклонения от этого условия недопустимы.

Расчеты годового регулирования стока. Целью расчетов годового (сезонного) регулирования стока водохранилищами ГЭС является получение квартальных и месячных планов выработки энергии ГЭС, которые затем используются в расчетах краткосрочных видов регулирования. Такие расчеты выполняются как для ГЭС с водохранилищами годового (сезонного) регулирования, так и для ГЭС многолетнего регулирования при заданных состояниях их водохранилищ к концу планируемого года.

В условиях эксплуатации находит широкое применение принцип последовательных корректировок режимов, когда расчеты ожидаемого режима с течением времени повторяются (уточняются) на остающийся до конца года период с учетом дополнительно появляющейся информации. Эти расчеты, как правило, используют детерминированные модели, причем необходимые для этих расчетов модели гидрографа формируются следующим образом: на ближайшие интервалы берется гидропрогноз, а на более отдаленные интервалы — расходы реки, отвечающие некоторой обеспеченности. Последовательные корректировки должны осуществляться на основе расчетов для нескольких ожидаемых гидрографов на отдаленные интервалы — как минимум двух, из которых один отвечает расчетным маловодным условиям и дает ограничения на режим (аналогично противоперебойной линии диспетчерского графика), а второй — условиям средней водности, и по нему оценивается экономичность режима. Из традиционных диспетчерских графиков в качестве ограничений могут использоваться отдельные его линии: противосбросная линия по условиям защиты от наводнений и обеспечения безопасности гидросооружений, линии для навигационных пусков и т. п. Эти линии обычно зафиксированы в Основных положениях правил использования водных ресурсов водохранилищ.

Различные каскады ГЭС имеют разные особенности работы, что сказывается и на расчетах годового (сезонного) регулирования стока.

В период весеннего половодья, когда, как правило, имеют место условия избыточных отдач, гидроэлектростанции разгружают ГЭС и обеспечивают на них экономию топлива. В этот период последовательные корректировки режимов особенно полезны ввиду сильной изменчивости стока. В [68] иллюстрировался такой расчет для Камской ГЭС и было показано, что выигрыш от корректировочных расчетов по оптимизационной детерминированной модели составил в среднем за 4 года 3,5% по выработке энергии по сравнению с фактическим режимом. Эффект оптимизации и в этот период существенно ограничивается многочисленными режимными ограничениями, в том числе по требованиям неэнергетических участников ВХК, но все-таки зона оптимизации обычно имеется. Для этого периода с большими вероятностными колебаниями расходов рек в дальнейшем целесообразен переход и к более строгим моделям учета вероятностной природы стока, указанным в гл. 5.

В летне-осенний период, продолжающийся с конца половодья до конца навигационного и ирригационного периода, отдача ГЭС обычно выше гарантированной из-за необходимости удовлетворения требований неэнергетических участников ВХК. В этот период ГЭС работает в режиме максимальной экономии гидроресурсов (экономится вода для наиболее тяжелого, зимнего периода). Оптимизационные расчеты и последовательные корректировки в этот период могут реализовывать эффект в основном только от рационального перераспределения нагрузок между ГЭС.

В конце осеннего — начале зимнего периода может продолжаться режим максимальной экономии гидроресурсов, однако затыжка этого режима ведет к увеличению расхода топлива [48].

Зимой режимы ГЭС назначаются по требованиям энергетики. По большинству рек к началу зимы имеется близкий к однозначному прогноз стока зимних месяцев. Вероятностный характер здесь имеет лишь прогноз стока предстоящего половодья, что влияет на выбор глубины предположительной сработки водохранилищ. Поэтому наряду с применяемыми последовательными корректировочными расчетами здесь в дальнейшем также целесообразно использование и более строгих вероятностных моделей.

На основе серий детерминированных расчетов на конкретных каскадах часто устанавливают некоторые не зависящие от водности рек закономерности режимов, обуслов-

ленные особенностями ГЭС каскада (например, углубленная сработка Красноярского водохранилища ниже установленной на начало паводка диспетчерской отметки, навигационная сработка водохранилища Усть-Илимской ГЭС).

Наличие множества ограничений на режимы ГЭС во все сезоны года, противоречивые требования к режимам со стороны различных водопотребителей и водопользователей обуславливают необходимость использования и более простых имитационных и информационных моделей расчета, которые облегчают технологам принятие решения с учетом дополнительных неформализуемых целей или ограничений.

Расчеты недельных и суточных режимов ГЭС. Такие расчеты могут выполняться на основе как оптимизационных, так и имитационных моделей. Речной сток на неделю или сутки вперед в большинстве случаев прогнозируется однозначно. Учет случайной или неопределенной природы информации здесь может относиться лишь к нагрузкам энергопотребления и к рабочим мощностям электростанций. В задачах краткосрочного планирования основное внимание уделяется более полному учету режимов энергосистемы при назначении режимов ГЭС.

Информационное обеспечение расчетов способом последовательных корректировок. Такие расчеты, как уже отмечалось, применяются при многолетнем, годовом (сезонном), недельном и суточном планировании режимов ГЭС. Информационное обеспечение этих расчетов в ИВС «Энерго» организуется по следующему принципу. Например, для расчета долгосрочных режимов ГЭС организуется база помесячной информации (т. е. как исходная информация, так и результаты расчетов). В базу данных включается фактическая информация за n_1 предшествующих месяцев, а также прогнозируемая информация на n_2 предстоящих месяцев. Прогнозируемая информация дается для ν вариантов, например вариантов маловодных, средневодных и многоводных условий и т. п. С течением времени часть прогнозируемой информации заменяется фактической. При этом необходимы корректировка или добавление лишь небольшого объема информации, что существенно облегчает труд технологов. Наличие в информационной базе данных за прошлый период и прогноза на будущий период позволяет полнее учитывать опыт прошлого при назначении будущих режимов. Расчеты для будущего периода могут проводиться по-разному — на основе имитационных и оптимизационных моделей, а результаты их должны отдельно храниться в базе данных, что облегчает последующий ана-

лиз режимов. По такому же принципу организуются данные для недельного и суточного регулирования.

Таким образом, в базе данных имеется следующая информация: среднемесячные данные, например за 12 прошлых месяцев и на 12 следующих месяцев; среднесуточные данные, например за две прошедшие недели и на две планируемые недели; среднечасовые данные, например за 24 предшествующих часа и на 24 планируемых часа.

Для ГЭС многолетнего регулирования, кроме того, необходима поквартальная информация, например, за 5 прошедших лет и на 10 предстоящих лет.

Такой удобный принцип организации информации уже используется в модели РК-корректировка для расчета оптимальных долгосрочных режимов каскадов ГЭС в детерминированной постановке, разработанной ВНИИЭ — ВЦ ГТУ.

ГЛАВА 10

ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ГОДОВЫХ ГРАФИКОВ ВЫВОДА В ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫЙ РЕМОНТ АГРЕГАТОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

10.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ

Как отмечалось в гл. 1, важной задачей планирования режимов энергосистем является составление баланса мощности для еженедельных (или ежемесячных) максимумов нагрузки энергосистемы. При составлении баланса мощности решается ряд задач (см. рис. 1.1): прогноз разрывов и ограничений мощности, определение размера и распределения резерва мощности для компенсации неплановых отключений оборудования, разработка графиков планово-предупредительных ремонтов и др.

Разработка графиков планово-предупредительных ремонтов в существующей практике решается в несколько этапов. На первом этапе сводится баланс мощности в энергосистеме без учета целочисленности вывода агрегатов в ремонт и определяется так называемая ремонтная площадка, т. е. резерв мощности, выделяемый для проведения планово-предупредительных ремонтов. Далее на основе полученных ремонтных заявок и с учетом заданных ограничений производится вписывание ремонтных заявок в ремонтную площадку.

Ремонтная площадка определяется по критерию надежности энергоснабжения — обеспечению заданной надежности функционирования ОЭС в целом при выравнивании надежности функционирования отдельных подсистем в разные периоды времени.

Определение графиков ремонтов конкретного оборудования в пределах ремонтной площадки должно выполняться по критерию экономичности — минимуму суммарного расхода топлива в энергосистеме [1]. Здесь возможен и другой, более весомый критерий, учитывающий интересы ремонтных предприятий. Однако обычно задача по второму критерию решается отдельно, и результаты ее решения в виде системы ограничений участвуют в решении по критерию минимума расхода топлива.

В условиях напряженного энергетического баланса вписывание ремонтов в ремонтную площадку целесообразно производить по критерию максимального ее заполнения (имея в виду, что не все заявленные ремонты можно разместить в пределах ремонтной площадки исходя из баланса мощностей в системе). Критерий экономичности рассматривается во вторую очередь, т. е. когда возможен ряд вариантов графиков ремонтов, не снижающих заполнения ремонтной площадки. При этом, очевидно, следует отдавать предпочтение более экономичному варианту графика ремонтов.

Не останавливаясь более на общих вопросах планирования баланса мощности в энергосистемах, рассмотрим особенности решения этих задач для ГЭС длительного регулирования. Заявленные ремонты агрегатов ГЭС снижают суммарную рабочую мощность энергосистемы, и поэтому при планировании графиков их ремонтов должны учитываться ограничения по ремонтной площадке. Однако при решении задачи для ГЭС существен учет фактора экономичности. Так, ремонты на ГЭС не назначаются на период половодья, так как иначе существенно снизилась бы выработка энергии ГЭС. Представляет интерес оценка того, как при изменении графиков ремонтов на ГЭС в течение всего года изменяется экономичность ее работы, что может быть выполнено с помощью алгоритмов и программ оптимизации долгосрочных режимов ГЭС.

В данной главе решается задача определения оптимальных годовых графиков ремонтов агрегатов ГЭС исходя из критерия экономичности. При этом для ГЭС предварительно выделяется часть общей ремонтной площадки. Рассматриваемый алгоритм для ГЭС будет входить составной частью в общий алгоритм планирования ремонтов основного

оборудования электростанций энергосистем. Варьируя выделяемой на долю ГЭС ремонтной площадкой и оценивая изменение экономичности работы ГЭС и энергосистемы, можно с учетом опыта технолога выбрать целесообразное решение общей задачи.

Предлагаемый алгоритм особенно полезен для энергосистем с большим удельным весом ГЭС.

В алгоритме учитываются ограничения на дискретность плана ремонтов, для чего использована одна из разновидностей математического метода ветвей и границ [28]. Заметим, что этот алгоритм может быть применен и для решения общей задачи планирования ремонтов основного оборудования электростанций энергосистем.

При решении задачи считаются заданными следующие ограничения: по заданной длительности ремонта каждого агрегата; по максимальному числу агрегатов, которые могут находиться одновременно в ремонте; по максимальному возможному снижению установленной мощности системы в результате проведения ремонта; по диапазону сроков проведения ремонтов; по непрерывности ремонта каждого агрегата.

Список гидроагрегатов, заявленных в ремонт, продолжительность их ремонта и ремонтная площадка суммарно для ГЭС также считаются заданными.

В качестве критерия экономичности использован критерий максимума выработки энергии на планируемый период с учетом потерь активной мощности в электрических сетях при соблюдении заданных условий надежности (заданного резерва)

$$\sum_i \left(\sum_j \mathcal{E}_{ij} - \Delta\pi_i \Delta t_i \right) \rightarrow \max, \quad (10.1)$$

где \mathcal{E}_{ij} — выработка j -й ГЭС в i -м расчетном интервале; $\Delta\pi_i$ — суммарные потери активной мощности в электрических сетях; Δt_i — длительность i -го расчетного интервала.

Заметим, что возможен и упрощенный учет критерия минимума расхода топлива.

Решение задачи планирования ремонтов по критерию (10.1) требует знания функциональной зависимости потерь энергии в энергосистеме из-за выводов агрегатов в ремонт

$$\Delta\mathcal{E} = \Delta\mathcal{E}(x), \quad (10.2)$$

где x — некоторый план ремонтов.

Расчет зависимости (10.2) может производиться на основе расчетов режимов совместной работы ГЭС параллельно с тепловыми станциями с учетом ограничений по балан-

су мощности в системе, ограничений по линиям электропередачи, по максимально и минимально допустимым уровням сработки и наполнения водохранилищ ГЭС и т. д.

Эта задача в вычислительном отношении оказывается весьма сложной. В связи с этим исследовался вопрос о приближенном построении целевой функции (10.2) на примере конкретной энергосистемы. На основе серии расчетов по программе РК оптимизации длительных режимов ГЭС, разработанной во ВНИИЭ — ВЦ ГТУ, определялись потери энергии при различных вариантах плана ремонтов агрегатов:

считался базовый вариант (с учетом всех ограничений долгосрочной оптимизации) при полном составе агрегатов на ГЭС;

оптимизировались долгосрочные режимы ГЭС при различных вариантах плана ремонта агрегатов ГЭС;

определялись потери энергии при выводе агрегатов ГЭС в ремонт по сравнению с базисным вариантом.

Результаты проведенной серии расчетов показали (с учетом реальных планов ремонта за ряд лет), что:

потери энергии при выводе в ремонт нескольких агрегатов ГЭС являются в значительной мере линейной комбинацией потерь от вывода в ремонт каждого агрегата в отдельности;

хорошей оценкой потерь, отражающей тенденцию изменения потерь при изменении дат начала ремонта агрегата, может служить отношение среднеинтервальной мощности (из оптимального базисного режима) к установленной мощности ГЭС.

10.2. МЕТОД И АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ [35]

Дадим математическую постановку задачи для случая, когда заявленное в ремонт оборудование может быть размещено в заданной ремонтной площадке.

Разделим рассматриваемый период времени (год или меньший отрезок времени) на равные интервалы ($i = \overline{1, n}$). Пронумеруем агрегаты, подлежащие ремонту в течение рассматриваемого периода ($j = \overline{1, m}$), и введем вспомогательную переменную x_{ij} , которая равна 1, если j -й агрегат ремонтируется в течение i -го интервала, и равна 0 в противном случае.

Математическая модель построения оптимального плана очередности вывода в ремонт агрегатов запишется следующим образом.

Требуется определить вектор $x = \{x_{ij}\}$, минимизирующий целевую функцию

$$z = \sum_{ij} C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min \quad (10.3)$$

и удовлетворяющий системе ограничений:

по заданной длительности ремонта каждого агрегата

$$\sum_{i=1}^n x_{ij} = \tau_j \quad j = \overline{1, m};$$

по максимальному числу агрегатов, которые могут одновременно находиться в ремонте в i -м интервале,

$$\sum_{j=1}^m x_{ij} \leq a_i \quad i = \overline{1, n};$$

по максимально возможному снижению установленной мощности системы в результате проведения ремонта в i -м интервале

$$\sum_{j=1}^m N_{ij} x_{ij} \leq \sum N_{\text{рем } i} \quad i = \overline{1, n};$$

по диапазону сроков проведения ремонтов каждого агрегата $\{x_{\gamma j}\} = 0$;

по непрерывности ремонта каждого агрегата.

Здесь C_{ij} — коэффициенты, характеризующие снижение эффективности работы системы при выводе в ремонт j -го агрегата в течение i -го интервала (оценка потерь в выработке гидроэнергии); N_{ij} — мощность j -го агрегата в i -м интервале; γ — номер интервала, в котором ремонт агрегатов недопустим (например, из-за сроков поставки запасных частей).

Отметим, что общее число возможных вариантов графиков ремонта в задаче (10.3) ограничено и не превышает число n^m , где n — число интервалов, m — число ремонтируемых агрегатов. При просмотре всех вариантов обязательно будет найдено оптимальное решение задачи. Но просмотр всех вариантов при большом числе агрегатов и расчетных интервалов является нереально сложной задачей даже для самых быстродействующих машин. Наша цель — не просматривая все множество вариантов, найти оптимальное решение. Для этого предлагается использовать метод ветвей и границ.

Применительно к задаче (10.3) сокращение числа вариантов, требующих анализа, достигается за счет отбрасывания большого числа графиков ремонтов, не удовлетво-

ряющих заданной системе ограничений либо заведомо не дающих лучшее решение, чем ранее найденное. Делается это на основе специальных критериев отсекаания вариантов по ограничению и по целевой функции.

Просмотр вариантов организуется в виде дерева ветвления.

Рассмотрим алгоритм решения на примере шести расчетных интервалов и трех агрегатов. Пусть для простоты пояснений продолжительность ремонта всех агрегатов одинакова и равна двум расчетным интервалам.

В начальной точке ветвления $x^{(0)}$ (нулевой уровень) имеется 15 возможностей ветвления (рис. 10.1, номера агрегатов обозначены римскими числами) и выбор той или иной ветви однозначно определяет номер агрегата и дату вывода его в ремонт. Положим, вывели в ремонт первый агрегат со второго интервала и пришли в точку $x^{(1)}$. Из точки $x^{(1)}$ исходят 10 ветвей, которые соответствуют возможным вариантам вывода в ремонт второго и третьего агрегатов. Выведа в ремонт второй агрегат с третьего интер-

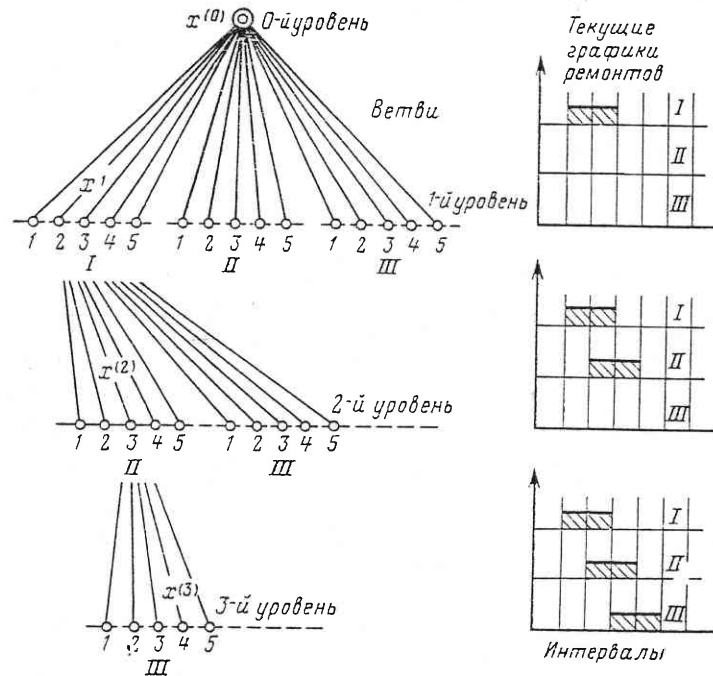


Рис. 10.1. Иллюстрация к алгоритму решения на основе метода ветвей и границ

вала, получим точку $x^{(2)}$. Далее, выбирая дату вывода в ремонт последнего агрегата, получаем некоторый вариант полного графика вывода в ремонт группы из трех агрегатов.

Из рассматриваемого примера следует, что для задания процесса ветвления необходимо знать порядок перебора агрегатов и правило выбора даты вывода в ремонт агрегатов. Сформулируем эти принципы.

Правило перебора агрегатов (правило 1). Используя коэффициент потерь C_{ij} и заданные продолжительность ремонта каждого агрегата τ_j , определяем потери в системе π_{ij} , вызванные выводом в ремонт j -го агрегата с i -го интервала на срок τ_j . Затем для каждого агрегата вычисляем потери $\Delta\pi_j$.

$$\Delta\pi_j = \sum \left| \pi_{ij} - \frac{\sum_i \pi_{ij}}{n_j} \right|.$$

Агрегаты перебираются в порядке уменьшения произведения $N_{ij}\tau_j$. При равенстве этих произведений предпочтение отдается агрегату, у которого меньше $\Delta\pi_j$. Такой перебор способствует более эффективной работе критерия отсекаания вариантов по целевой функции и по ограничениям.

Правило перебора возможных дат вывода в ремонт агрегатов (правило 2). Порядок перебора дат вывода в ремонт j -го агрегата (выбор индекса i) устанавливается в соответствии с ростом функции суммарных потерь π_{ij} .

Такой порядок перебора способствует получению первого допустимого решения в зоне, близкой к оптимуму. В свою очередь использование этого решения в качестве оценки в критерии отсекаания вариантов по целевой функции значительно сокращает процесс оптимизации — процесс поиска оптимального решения.

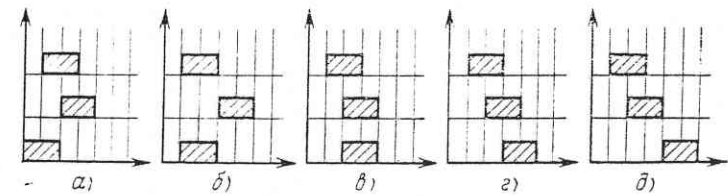


Рис. 10.2. Варианты графиков ремонтов, подлежащие исключению из анализа

Критерий отсечения вариантов по ограничению. Пусть в рассмотренном примере задано ограничение, запрещающее ремонт в одном интервале более одного агрегата. В этом случае вывод в точке $x^{(1)}$ (рис. 10.1) в ремонт второго агрегата с третьего интервала ведет к нарушению ограничения и такая ветвь отбрасывается. Следует подчеркнуть, что отбрасывание этой ветви автоматически исключает из рассмотрения пять вариантов плана ремонта (рис. 10.2). Далее переходим к анализу следующей даты вывода в ремонт второго агрегата, дату определяем на основе правила 2.

Если ремонт с точки зрения наложенных ограничений возможен, то переходим к планированию ремонта третьего агрегата. В противном случае продолжаем просмотр дат вывода в ремонт второго агрегата. В том случае, когда просмотрены все даты, а реализуемого плана ремонта нет, необходимо возвратиться к предыдущему агрегату (в точку $x^{(0)}$) и на этом уровне ветвления продолжить ранее начатый анализ дат вывода в ремонт этого агрегата. В нашем примере таковым является первый агрегат.

Если в задаче требуется выполнить не одно, а несколько ограничений, то отбрасывание ветви необходимо производить при нарушении хотя бы одного ограничения.

Вышеописанная процедура гарантирует нахождение допустимого графика вывода в ремонт агрегатов, если таковой существует, в противном случае устанавливается факт несовместности заданной системы ограничений.

После того как найден допустимый график ремонтов, переходим к этапу оптимизации, суть которого заключается в нахождении последовательности допустимых решений с монотонным улучшением целевой функции. Достигается это за счет использования критерия отсечения ветвей по целевой функции.

Критерий отсечения вариантов по целевой функции. Примем, что известен некоторый допустимый график ремонтов x^* со значением целевой функции потерь y^* . Положим, что для l агрегатов план вывода в ремонт уже составлен ($l < m$) и текущее значение целевой функции, отражающее суммарные потери в системе в результате вывода этих агрегатов в ремонт, равно y . Ясно, что вывод оставшихся $(m - l)$ агрегатов приведет только к увеличению этой функции потерь. Несложно оценить те минимальные потери, которые заведомо появятся в систе-

ме при выводе оставшихся агрегатов в ремонт:

$$\Delta y_{min} = \sum_{\xi} \min \pi_{i\xi},$$

где ξ — номера агрегатов, для которых план ремонта не определен.

Таким образом, любое допустимое решение, которое можно получить в продолжении ветвления, будет иметь потери не меньше, чем $y + \Delta y_{min}$. Следовательно, выполненные условия

$$y + y_{min} \geq y^* \quad (10.4)$$

дает гарантию того, что продолжение ветвления не содержит решения лучше, чем x , и, значит, рассматриваемая ветвь должна быть отброшена. В общей процедуре ветвления проверка описанных выше критериев производится последовательно: сначала используем критерий отсечения ветвей по ограничениям, потом, если ветвь не отброшена, проверяем критерий по целевой функции. Если не удовлетворяется хотя бы одно из ограничений, переходим к рассмотрению следующей даты вывода на том же уровне. При выполнении условия (10.4) в силу правила 2 переходим сразу на предыдущий уровень ветвления.

Пути ускорения процесса оптимизации. При большом числе ремонтируемых агрегатов и количестве расчетных интервалов может потребоваться просмотреть большое число допустимых решений. В связи с этим возникает задача нахождения оптимального плана более коротким путем. Для решения этой задачи предлагаются две схемы.

1. Каждое последующее допустимое решение искать при условии, что оно даст снижение потерь на некоторое значение Δ , которое можно задавать постоянным, можно вычислять в процессе расчета. Для этого необходимо внести в (10.4) дополнение

$$y + \Delta y_{min} > y^* - \Delta, \quad (10.5)$$

где

$$\Delta = \frac{y^*}{100} \alpha, \quad \alpha \geq 0.$$

2. Искать оптимальное решение задачи способом последовательного уточнения границ его расположения. Пусть y_{min} — минимальные потери, которые можно бы иметь, если бы позволяла система ограничений. Будем пользоваться (10.5), но в качестве Δ возьмем

$$\Delta = \frac{1}{2} (y^* - y_{min}). \quad (10.6)$$

Если найдется допустимое значение, то оптимальные потери $y_{\text{опт}}$ находят в пределах

$$y_{\text{min}} < y_{\text{опт}} < y^* - \Delta, \quad (10.7)$$

в противном случае

$$y^* - \Delta < y_{\text{опт}} < y^*.$$

Если справедливо (10.7), то, используя информацию о новом допустимом решении, продолжаем решать по (10.5) с выбором Δ по (10.6).

Таким образом, не перебирая всех допустимых решений, а анализируя только ограниченное их количество, можно найти достаточно точно оптимальное решение задачи.

Вышеизложенный алгоритм составления оптимального графика вывода в капитальный ремонт гидроагрегатов на основе метода ветвей и границ был реализован в виде машинной программы ППРА.

С помощью этой программы проводились экспериментальные расчеты оптимального плана вывода в ремонт гидроагрегатов реальной энергосистемы. Планирование проводилось для периода январь—декабрь с разбиением периода как на месячные, так и на недельные расчетные интервалы (предельное число ремонтируемых агрегатов было 15, предельное число расчетных интервалов — 52). Полное время расчета составило 5—15 мин для ЭВМ М-220 для 15 агрегатов и 12 интервалов или шести агрегатов при 52 интервалах. При этом жесткая или, наоборот, свободная система наложенных ограничений существенного влияния на время расчета не оказывает, так как в первом случае работает преимущественно критерий отсечения по ограничениям, а во втором — критерий отсечения по целевой функции.

Сопоставление начального и оптимального планов ремонтов показало, что оптимизационный алгоритм позволил сократить потери энергии в системе, дав при этом экономический эффект порядка 40 тыс. руб. в год.

Практические расчеты по предложенному алгоритму оптимизации плана ремонтов гидроагрегатов показали следующее: его достаточно быструю сходимую к оптимальному решению, надежность и универсальность для учета режимных и ремонтных ограничений, простоту и удобство алгоритмизации при составлении машинных программ для ЭВМ, достаточно малую память ЭВМ, необходимую при проведении расчетов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация управления энергообъединениями/ Под ред. С. А. Совалова. М.: Энергия, 1979. 432 с.
2. Алябышева Т. М. Разработка методов оптимизации краткосрочных режимов работы каскадов ГЭС в объединенных энергосистемах с учетом неустановившегося движения воды в нижних бьефах.— Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. М.: ВНИИЭ, 1980. 17 с.
3. Бахтиаров В. А. Водное хозяйство и водохозяйственные расчеты. Л.: Гидрометеиздат, 1961. 430 с.
4. Беляев Л. С. Вопросы оптимизации больших систем в вероятностных ситуациях. — Экономика и математические методы, 1967, т. III, вып. 6, с. 811—818.
5. Бешелев С. Д., Гурвич Ф. Г. Математико-статистические методы экспертных оценок. 2-е изд. М.: Статистика, 1980, 263 с.
6. Браславский А. П. Приближенный способ расчета колебаний уровня при неустановившемся движении воды. — Труды ГГИ, 1950, вып. 26, с. 7—9.
7. Бусалаев И. В. Сложные водохозяйственные системы. — Алмата: Наука, 1980. 232 с.
8. Валдма М. Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М.: АН СССР: Научный совет по комплексной проблеме «Кибернетика», 1977. 60 с.
9. Великанов А. Л. Водохозяйственные системы и расчетная обеспеченность. — Водные ресурсы, 1973, № 4, с. 179—184.
10. Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981. 464 с.
11. Вентцель Е. С. Исследование операций. М.: Наука, 1980. 207 с.
12. Волькенау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 320 с.
13. Воропаев Г. В. Задачи и организация научных исследований в связи с проблемой перераспределения водных ресурсов. — Водные ресурсы, 1976, № 3, с. 3—12.
14. Вуколов В. А. Планирование длительных режимов ГЭС в условиях неопределенности. — Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1982. 20 с.

15. Выбор состава работающего оборудования энергосистем. Кишнев: Изд-во АН Молд. ССР, 1970. 168 с.
16. Выбор режима и параметров гидроузлов комплексного использования водных ресурсов. — Проблемы гидроэнергетики и регулирования речного стока. Вып. XII. М.: Наука, 1969. 161 с.
17. Вычислительная техника в управлении режимами энергосистем. — Электричество, 1977, № 11, с. 13—19.
18. Габасов Р., Кириллова Ф. М. Методы оптимизации. Минск: Изд-во БГУ, 1965. 280 с.
19. Гидроэнергетика/ Под ред. В. И. Обрезкова. М.: Энергоиздат, 1981. 608 с.
20. Гидрологические основы гидроэнергетики/ Под ред. А. Ш. Резниковского. М.: Энергия, 1979. 232 с.
21. Горнштейн В. М. Наивыгоднейшие режимы работы гидроэлектростанций в энергетических системах. М.: Госэнергоиздат, 1959. 248 с.
22. Елаховский С. Б., Цветков Е. В. Управление режимами работы ГЭС в энергетических и водохозяйственных системах. — Гидротехническое строительство, 1979, № 6, с. 21—23.
23. Елаховский С. Б. Гидроэлектростанции в водохозяйственных системах. М.: Энергия, 1979. 192 с.
24. Журавлев В. Г., Обрезков В. И., Филиппова Т. А. Управление режимами гидроэлектростанций в условиях АСУ. М.: Энергия, 1978. 292 с.
25. Зойтендейк Г. Методы возможных направлений: Пер. с нем. М.: Изд-во иностр. лит., 1963. 176 с.
26. Ивахненко А. Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. Киев: Техника, 1975. 312 с.
27. Исследование операций. М.: Наука, 1972. 135 с. (Труды симпозиума).
28. Исследование операций: Пер. с англ./ Под ред. Дж. Моудера, С. Элмаграби. М.: Мир, 1981. 712 с. (Т. 1); 677 с. (Т. 2).
29. Калинин Г. П., Милюков Л. И. Приближенный расчет неустановившегося движения водных масс. — Труды ЦИП, 1958, вып. 66. 72 с.
30. Карманов В. Г. Математическое программирование. 2-е изд. М.: Наука, 1980. 256 с.
31. Картвелишвили Н. А. Стохастическая гидрология. Л.: Гидрометеониздат, 1975. 162 с.
32. Картвелишвили Н. А. Неустановившиеся открытые потоки. Л.: Гидрометеониздат, 1968. 125 с.
33. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Водохозяйственные расчеты. Л.: Гидрометеониздат, 1952. 392 с.
34. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф. Гидрологические основы управления речным стоком. М.: Наука, 1981. 255 с.
35. Кузьмин А. П., Парфенов Л. Г. Оптимизация графика вывода гидроагрегатов в капитальный ремонт. — Электрические станции, 1978, № 2, с. 60—63.
36. Кумсиашвили Г. П. Регулирование стока и охрана природных вод. М.: Изд-во МГУ, 1980. 136 с.
37. Кусков Л. С. Водное хозяйство гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1964. 192 с.
38. Курбатов А. П., Халяпин Л. С. Режим работы Красноярской ГЭС и ее роль в Ангаро-Енисейском каскаде ОЭС Сибири. — Электрические станции, 1978, № 4, с. 32—35.
39. Кучмент Л. С. Математическое моделирование речного стока. Л.: Гидрометеониздат, 1972. 190 с.
40. Кюнц Г. П., Крелле В. Нелинейное программирование: Пер. с нем. М.: Советское радио, 1965. 299 с.
41. Лазаров К. Л. Применение управляющих функций для оптимизации режимов работы водохранилищ каскадов ГЭС. — Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. М.: МЭИ, 1975. 30 с.
42. Левитин Е. С., Поляк Б. Т. Методы минимизации при ограничениях. — Журнал вычислительной математики и математической физики, 1966, № 6, с. 1—50.
43. Ли Ц., Джадж Д., Зельнер А. Оценивание параметров марковских моделей по агрегированным временным рядам: Пер. с англ. М.: Статистика, 1977. 221 с.
44. Лось Б. М. Приближенный расчет уровней в нижних бьефах ГЭС при суточном регулировании. — Труды МЭИ, 1950, вып. V, с. 109—118.
45. Льюс Р. Д., Райфа Х. Игры и решения: Пер. с англ. М.: Изд-во иностр. лит., 1961. 642 с.
46. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 351 с.
47. Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. М.: Высшая школа, 1982. 319 с.
48. Метод и алгоритм оптимального планирования долгосрочных режимов ГЭС по критерию минимума расхода топлива в энергосистемах/ А. П. Кузьмин, Л. Г. Парфенов, А. К. Руднев и др. — Электричество, 1977, № 3, с. 8—14.
49. Методы оптимизации режимов энергосистем/ Под ред. В. М. Горнштейна. М.: Энергоиздат, 1981. 336 с.
50. О модели управления стоком рек в условиях его территориального перераспределения/ Т. Н. Иванова, Б. Г. Федоров, Л. Г. Парфенов и др. — Водные ресурсы, 1979, № 4, с. 86—91.
51. Оптимальное регулирование стока водохранилищами ГЭС. Сборник переводов/ Под ред. Н. А. Картвелишвили. М.: Госэнергоиздат, 1963. 88 с.
52. Оптимизация энергетических режимов электростанций и энергосистем: Тезисы докладов семинара. Фрунзе, Кирг. ОНТОЭ и ЭП, 1982. 123 с.
53. Парфенов Л. Г. Методы возможных направлений в задаче оп-

тимального регулирования стока водохранилищами гидроэлектростанций. — Труды ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 69—84.

54. Парфенов Л. Г. Метод проекции градиента в задаче сезонной оптимизации режимов ГЭС. — Труды ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 85—96.

55. Резниковский А. Ш., Рубинштейн М. И. Управление режимами водохранилищ гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1974. 175 с.

56. Румшицкий Л. З. Математическая обработка результатов эксперимента. М.: Наука, 1971. 192 с.

57. Сванидзе Г. Г. Математическое моделирование гидрологических рядов. Л.: Гидрометеиздат, 1977. 293 с.

58. Сыров Ю. П., Чурквендзе П. С., Посекалин В. В. Оптимизация суточных режимов электроэнергетических систем с использованием метода вспомогательных функций. — Труды ИПИ, 1971, вып. 72, с. 38—40.

59. Тимченко В. Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. М.: Энергия, 1975. 120 с.

60. Тихонов А. Н., Арсенин В. Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1974. 224 с.

61. Энергетика СССР в 1981—1985 годах/ Под ред. А. М. Некрасова и А. А. Троицкого. М.: Энергоиздат, 1981. 352 с.

62. Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики. — Труды симпозиума. Т. 2/ АН СССР, Иркутск: 1974. 184 с.

63. Халиков А. Самоорганизация моделей и синтез управления водохозяйственными системами (на примере р. Сырдарья). — Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. Киев: Институт кибернетики АН УССР, 1977. 26 с.

64. Халяпин Л. Е. Совершенствование методов управления текущим развитием и функционированием электроэнергетических систем, содержащих ГЭС с многолетним регулированием. — Автореф. дисс. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. Иркутск: СЭИ, 1981. 21 с.

65. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование: Пер. с англ. М.: Мир, 1975. 534 с.

66. Худсон Д. Статистика для физиков: Пер. с англ. М.: Мир, 1967. 242 с.

67. Цветков Е. В. Повышение точности расчетов волнового режима нижних бьефов ГЭС при суточном регулировании. — Энергетика и электрификация, 1966, № 2, с. 19—20.

68. Цветков Е. В. Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами ГЭС на ЦВМ. М.: Энергия, 1967. 134 с.

69. Цветков Е. В. Метод построения оптимальных диспетчерских графиков группы водохранилищ ГЭС по расчетной выборке гидрографов. — Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт, 1967, № 3, с. 94—100.

70. Цветков Е. В., Поляков В. Б., Монза А. А. Расчет режима

уровней нижних бьефов гидроузлов при неустановившемся движении. — Труды ВНИИЭ, 1972, вып. 40, с. 97—109.

71. Щавелев Д. С. Математическая модель многоцелевой оптимизации использования водных ресурсов. — Водные ресурсы, 1973, вып. 4, с. 185—187.

72. Loucks D. P., Sigvaldason O. T. Multipleservoir operation in North America, IASA Collaborative Proceedings Series CP-82-S3, IASA, Laxenburg, Austria, 1982, p. 1—104.

73. Becker A., Kripnendorf H., Sosnowski P. Real — time and long — term aspects of operating multipurpose reservoirs, Ibid., p. 127—150.

74. Schultz G. A. Overview Report (FRG), Ibid., p. 151—162.

75. Kitson T. The operation of reservoir systems in Great Britain, Ibid., p. 163—176.

76. Kunsisto E. Operation of multiple reservoir systems in Finland. Ibid., p. 177—180.

77. Kos Z. Operation of water resource in Czechoslovakia, Ibid., p. 181—204.

78. Verhasghe R. J. Operation of the largest reservoir system in the Netherlands: the IJssel Lake, Ibid., p. 205—214.

79. Hashimoto T. Overview on operation of multi-purpose, multi-reservoir systems in Japan. Ibid., p. 215—230.

80. Sigvaldason O. T. Multipleservoir management of the Trent, Severn, Rideau and Cataraqui systems: a case study, Ibid., p. 231—258.

81. Kindler L., Salewicz K. A., Slota H., Terlikowski T. Operation of multiple reservoir systems: a case study of the Upper Vistula System. Ibid., p. 259—294.

82. Leipold Th., Spiegel R. — P. Stochastic modeling of multipurpose reservoirs. — On line operation. Ibid., p. 295—310.

83. Yevjevich V. Overview of research on operation of multiple reservoir systems (Colorado State University activities). Ibid., p. 311—324.

84. Wunderlich W. O. Overview of water management methods for the TVA — operated reservoir system. Ibid., p. 325—348.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. Состав и назначение расчетов оптимального регулирования речного стока водохранилищами гидроэлектростанций	6
1.1. Гидроэлектростанции в энергетических и водохозяйственных системах	6
1.2. Задачи расчета режимов энергосистем, содержащих гидроэлектростанции	14
1.3. Задачи расчета режимов гидроэлектростанций и регулирования стока водохранилищами	21
Глава 2. Математические методы, используемые для управления режимами гидроэлектростанций	32
2.1. Методы исследования операций	32
2.2. Метод проекции градиента	45
Глава 3. Математические модели гидроэлектростанций и энергетической системы	66
3.1. Математическая модель гидроэлектростанции	66
3.2. Математическая модель энергетической системы	82
Глава 4. Планирование долгосрочных режимов энергосистемы с гидроэлектростанциями в детерминированной постановке	86
4.1. Общая характеристика задач	86
4.2. Оптимизация долгосрочных режимов каскадов гидроэлектростанций по критерию максимума выработки гидроэнергии	95
4.3. Оптимизация долгосрочных режимов энергосистем с гидроэлектростанциями по критерию минимума расхода топлива с использованием интегральных кривых нагрузок	107
4.4. Среднеинтервальные характеристики гидроэлектростанций и тепловых станций	118
4.5. Оптимизация долгосрочных режимов энергосистем с гидроэлектростанциями по критерию минимума расхода топлива с использованием среднеинтервальных характеристик	126
4.6. Практическое применение методов и алгоритмов оптимизации долгосрочных режимов гидроэлектростанций	129
Глава 5. Оптимальные диспетчерские графики водохранилищ гидроэлектростанций	138
5.1. Основные принципы разработки диспетчерских графиков водохранилищ	138

5.2. Расчеты методом динамического программирования оптимальных диспетчерских графиков для одиночных водохранилищ на основе стоковых функций распределения вероятностей	146
5.3. Расчеты оптимальных диспетчерских графиков для системы совместно работающих водохранилищ	158
5.4. Обзор зарубежных работ по диспетчерским графикам водохранилищ	168
5.5. Практическое применение методов и алгоритмов расчета оптимальных диспетчерских графиков водохранилищ	174
Глава 6. Расчеты неустановившегося движения воды в бьефах гидроэлектростанций	179
6.1. Теоретические основы методов расчета	179
6.2. Упрощенные (инженерные) методы расчета	194
6.3. Практическое применение методов и алгоритмов расчета	201
Глава 7. Планирование оптимальных краткосрочных режимов энергосистем с гидроэлектростанциями	208
7.1. Общая характеристика задач	208
7.2. Оптимизация краткосрочных режимов энергосистем	220
7.3. Дооптимизация краткосрочных режимов гидроэлектростанций	230
7.4. Практическое применение методов и алгоритмов оптимизации краткосрочных режимов гидроэлектростанций	240
Глава 8. Оперативное управление режимами гидроэлектростанций в энергосистемах	246
8.1. Общая характеристика задач	246
8.2. Методы и алгоритмы оперативного управления режимами гидроэлектростанций	250
Глава 9. Использование математических моделей расчета регулирования речного стока при проектировании и эксплуатации гидроэлектростанций	262
9.1. Имитационные модели расчета режимов гидроэлектростанций	262
9.2. Использование математических моделей расчета регулирования речного стока при проектировании гидроэлектростанций	271
9.3. Использование математических моделей регулирования речного стока при эксплуатации гидроэлектростанций	281
Глава 10. Планирование оптимальных годовых графиков вывода в планово-предупредительный ремонт агрегатов гидроэлектростанций с учетом режимов энергосистемы	287
10.1. Общая характеристика задачи	287
10.2. Метод и алгоритм решения	290
Список литературы	297

ОПЕЧАТКА

с. 245. Окончание примера 6 см. на с. 244—245, начиная с 4-го абзаца снизу: «Оптимизация ...»

ЕВГЕНИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ ЦВЕТКОВ,
ТАТЬЯНА МИХАЙЛОВНА АЛЯБИШЕВА,
ЛЕВ ГРИГОРЬЕВИЧ ПАРФЕНОВ

Оптимальные режимы гидроэлектростанций
в энергетических системах

Редактор *С. Б. Елаховский*
Редактор издательства *Т. П. Готман*
Художественный редактор *Б. Н. Тумин*
Технический редактор *Г. С. Соловьева*
Корректор *Л. С. Тимохова*

ИБ № 3129

Сдано в набор 15.03.84 Подписано в печать 26.01.84 Т-01683
Формат 84 × 108^{1/32} Бумага типографская № 2 Гарнитура литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 15,93 Усл. кр.-отг. 16,28 Уч.-изд. л. 18,82
Тираж 1200 экз. Заказ 3433 Цена 1 р. 10 к.

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

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, М-54, Валовая, 28