

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Гидротехническое и энергетическое строительство»

С.П. Гатилло
О.Б. Корбут

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-70 04 01
«Водохозяйственное строительство»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением
по образованию в области строительства и архитектуры*

Минск
БНТУ
2019

УДК [621.311.21:556.048]:37.091.313 (075.8)

ББК 31.57я7

Г23

Р е ц е н з е н т ы:

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой
«Гидравлика и гидравлические машины» БГАТУ *А.М. Кравцов*,
кандидат технических наук, директор НП ООО «Малая энергетика»
А.И. Смирнов

Гатилло, С. П.

Г23 Гидроэлектростанции : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-70 04 01 «Водохозяйственное строительство» / С.П. Гатилло, О.Б. Корбут. – Минск: БНТУ, 2019. – 40 с.
ISBN 978-985-583-034-5.

Пособие содержит методику обоснования энергетических параметров ГЭС, работающих как на зарегулированном стоке, так и в режиме водотока.

Предназначено для выполнения расчетно-графической работы. Может быть полезно студентам при выполнении дипломных проектов по гидроэлектростанциям.

УДК [621.311.21:556.048]:37.091.313 (075.8)

ББК 31.57я7

ISBN 978-985-583-034-5

© Гатилло С.П., Корбут О.Б., 2019

© Белорусский национальный
технический университет, 2019

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Гидроэлектростанции (ГЭС) являются высокоэффективными источниками электроэнергии и в большинстве случаев проектируются и строятся в виде объектов комплексного назначения, обеспечивающих нужды не только электроэнергетики, но и других отраслей народного хозяйства: мелиорации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и др. Их параметры, компоновки, типы сооружений и оборудования в значительной степени обусловлены топографическими, геологическими, гидрогеологическими и другими природными условиями местности.

Расчетно-графическая работа «Водноэнергетические расчеты» выполняется с целью освоения методики определения основных энергетических параметров ГЭС, работающих как на зарегулированном стоке, так и в режиме водотока, с учетом водопотребления неэнергетическими участниками водохозяйственного комплекса. Полученные в результате этих расчетов параметры (установленная мощность, выработка электроэнергии, значения расходов, колебаний уровней воды в водохранилище и в нижнем бьефе и др.) необходимы для выбора оборудования ГЭС и проектирования гидротехнических сооружений, технико-экономического обоснования.

Исходными данными для расчетов являются:

сведения о естественном стоке реки в створе проектируемой ГЭС (в виде среднемесячных расходов за ряд различных по водности лет);

зависимость между расходами и уровнями воды в створе ГЭС;

топографическая характеристика водохранилища (зависимость объемов воды в нем от уровней в верхнем бьефе);

отметки нормального подпорного уровня (НПУ) и уровня мертвого объема (УМО);

данные о потерях воды из водохранилища на испарение и фильтрацию;

внутригодовое потребление воды неэнергетическими водопользователями;

график суточной нагрузки электроэнергосистемы для зимнего периода времени.

Дополнительно в задании на расчетно-графическую работу указаны:

район строительства;

режим регулирования стока;

схема проектируемой ГЭС;

расчетная обеспеченность среднесуточных мощностей ГЭС по водотоку;

ориентировочные значения КПД турбины и гидрогенератора.

2. РАСЧЕТ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЕЖИМА ГЭС НА ЗАРЕГУЛИРОВАННОМ СТОКЕ

2.1. Построение гидрографов естественных и возможных к использованию расходов

Гидрограф естественного стока реки вычерчивается по значениям заданных среднемесячных расходов за расчетный период.

Для более точного определения в дальнейшем мощностей проектируемой ГЭС, обеспеченных по воде и напору (мощностей ГЭС по водотоку), расчеты регулирования стока необходимо вести по расходам реки, возможным к использованию.

С этой целью в построенный гидрограф естественного стока следует внести коррективы, связанные с учетом потерь воды из водохранилища.

Основными видами потерь воды из водохранилища являются потери на фильтрацию, испарение с поверхности водохранилища, льдообразование.

В связи со сложностью точного определения фильтрационных потерь, зависящих от размеров водохранилища, величины напора, создаваемого плотиной, состава пород, образующих

ложе водохранилища и т. д., их оценку рекомендуется производить приблизительно по заданной высоте слоя воды ΔZ_{ϕ} , теряемой в течение года из водохранилища, при среднем наполнении его полезной емкости.

Годовой объем теряемой на фильтрацию воды ΔW_{ϕ} (рис. 2.1) может быть определен с помощью кривой объемов $V(Z_{ВБ})$.

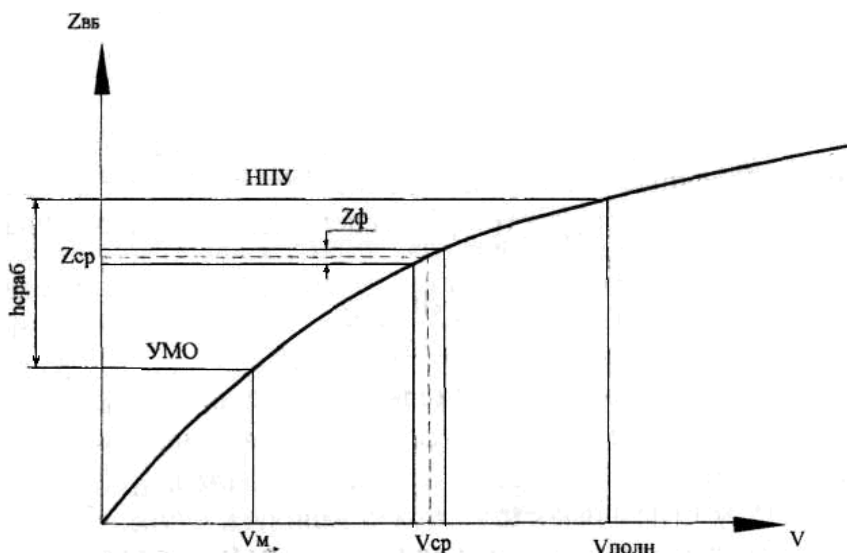


Рис. 2.1. Определение годового объема потерь воды на фильтрацию

По величине вычисленного указанным способом объема воды может быть определен фильтрационный расход Q_{ϕ} , который предполагается равномерным в течение года, то есть

$$Q_{\phi} = \frac{\Delta W_{\phi}}{\Delta t_{\Gamma}}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где ΔW_{ϕ} – объем потерь воды на фильтрацию, м^3 ;

$\Delta t_{\Gamma} = 31,54 \cdot 10^6$ – продолжительность года, с.

Потери на дополнительное испарение за тот или иной отрезок времени в виде слоя воды $\Delta Z_{\text{и}}$ определяются как разность между испарением с поверхности воды и суши, то есть

$$\Delta Z_{\text{и}} = Z_{\text{в}} - Z_{\text{с}},$$

где $Z_{\text{в}}$ – высота слоя испарения с зеркала водохранилища;

$Z_{\text{с}}$ – высота слоя испарения с ложа водохранилища до его затопления (то есть намеченной к затоплению суши).

С целью упрощения расчетов и их сокращения годовой объем потерь на испарение $\Delta W_{\text{и}}$ рекомендуется определять по заданной высоте годового слоя $\Delta Z_{\text{и}}$ аналогично объему потерь на фильтрацию (при среднем наполнении водохранилища).

По величине годового объема $\Delta W_{\text{и}}$ могут быть определены помесечные расходы потерь воды на испарение в зависимости от внутригодового распределения среднего испарения (табл. 2.1):

$$Q_{\text{и}} = \frac{\Delta W_{\text{и}} \cdot p_i}{100 \Delta t_i}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где $\Delta W_{\text{и}}$ – годовой объем потерь воды на испарение, м^3 ;

p_i – доля испарения в i -м месяце, %;

Δt_i – продолжительность i -го месяца, с.

Потери воды на льдообразование в условиях сравнительно высокой степени зарегулированности стока являются возвратными и не вызывают заметного ухудшения энергетических характеристик водотока, так как льдообразование только несколько переформирует во времени годовой речной сток, оставляя его суммарную величину практически неизменяемой. С учетом этого корректировка гидрографа реки на льдообразование может не производиться.

**Распределение испарения по месяцам
(в % от годового)**

Месяцы	Район				
	Северный	Центральный	Западный	Восточный	Южный
I	1	1	1	1	2
II	1	1	1	1	2
III	3	3	3	3	4
IV	7	8	7	7	8
V	13	17	16	14	12
VI	20	19	17	16	15
VII	24	21	19	20	18
VIII	16	15	17	18	17
IX	8	9	11	11	10
X	4	4	5	6	7
XI	2	1	2	2	3
XII	1	1	1	1	2

Потери воды на фильтрацию и испарение для одноименных месяцев могут быть приняты одинаковыми для всех лет расчетного периода. Для корректировки гидрографа величины потерь на испарение и фильтрацию помесечно суммируются и исключаются из естественных расходов. Получают так называемые полезно-бытовые расходы $Q = Q_{\text{ест}} - Q_{\text{пот}}$, по значениям которых и строится гидрограф возможного к использованию стока $Q(t)$, совмещенный с гидрографом естественного стока $Q_{\text{ест}}(t)$ (рис. 2.2). На гидрограф наносятся характеризующие откорректированный сток полезно-бытовые расходы реки: среднегодовые – Q_1, Q_2, Q_3 и т. д., средний расход за весь расчетный период $Q_{\text{ср}}$, а также максимальный Q_{max} и минимальный Q_{min} расходы.

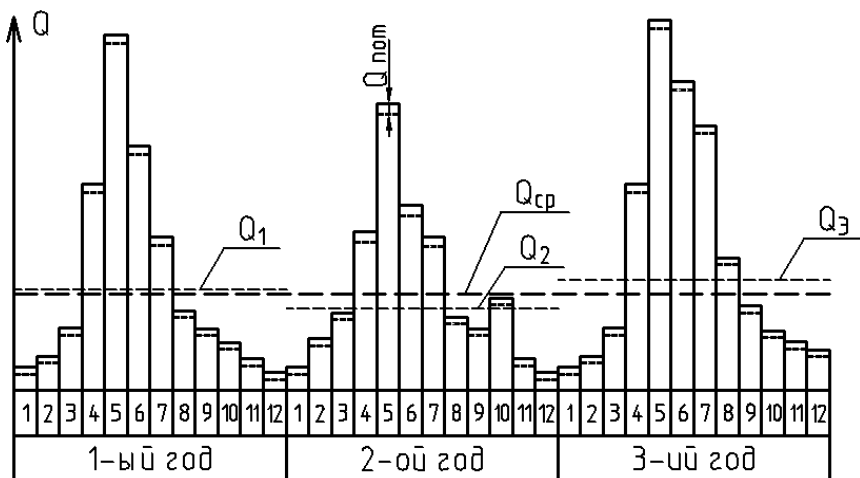


Рис. 2.2. Гидрограф естественных и возможных к использованию расходов

2.2. Построение линии потребления

Расчеты по регулированию стока, в том числе и для целей гидроэнергетики, заключаются в последовательном во времени сопоставлении объемов притока и потребления воды и могут быть выполнены как в форме таблично-цифровых вычислений, так и в виде графоаналитических построений. В данной работе рекомендуется использовать графический метод, отличающийся наглядностью и возможностью вести непрерывный контроль расчетов. По гидрографу откорректированных расходов в косоугольной системе координат строится интегральная кривая стока (рис. 2.3). Она может быть построена как по предварительно вычисленным ординатам в виде разностной кривой стока, так и с помощью лучевого масштаба. В первом случае ординаты интегральной кривой стока определяются как разность между суммарным фактическим стоком $\sum Q\Delta t$ и условным равномерным $\sum Q_{ср}\Delta t$, где Δt – продолжительность расчетного интервала времени. Эти расчеты удобно выполнять в табличной форме (табл. 2.2).

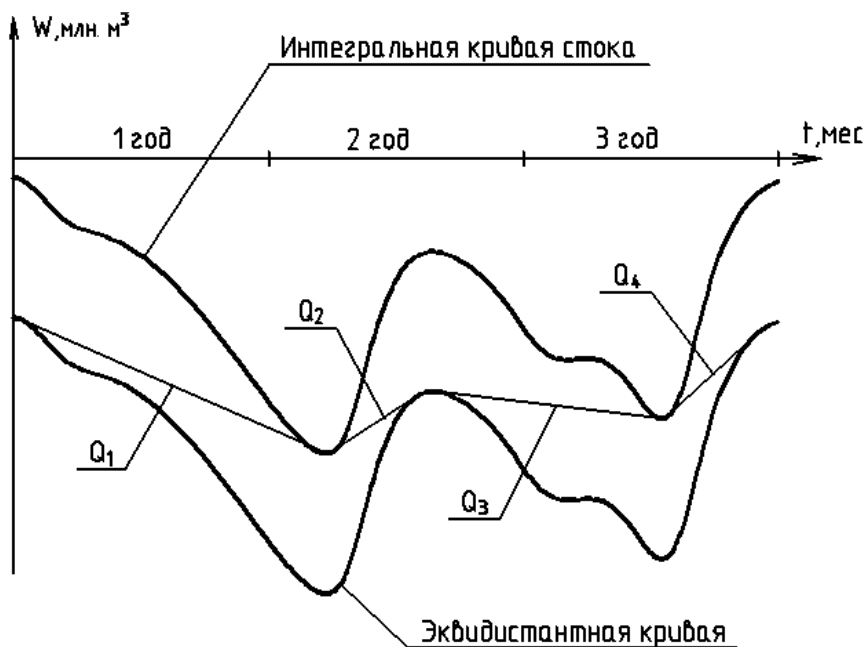


Рис. 2.3. Интегральные кривые естественного и зарегулированного стока

Таблица 2.2

Ординаты интегральной кривой естественного стока

Год	Месяц	$\Delta t, 10^6 \text{ с}$	$Q, \text{ м}^3 \text{ с}$	Фактический сток, 10^6 м^3		Фиктивный сток, 10^6 м^3		Разность стока, 10^6 м^3	
				$W = Q\Delta t$	ΣW	$W = Q_{\text{ср}}\Delta$	$\Sigma W_{\text{ср}}$	$\Sigma W - \Sigma W_{\text{ср}}$	
								+	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Построению интегральной кривой стока должно предшествовать определение полезного объема водохранилища, назначение масштабов объемов и времени.

Полезный объем водохранилища V_{Π} определяется при заданных отметках нормального подпорного уровня и уровня мертвого объема по кривой объемов $V(Z_{ВВ})$ (заданная топографическая характеристика в удобном масштабе перестраивается на миллиметровку).

При выборе масштаба объемов следует исходить из того, что полезный объем водохранилища, выраженный в этом масштабе, должен соответствовать отрезку длиной около 3–6 см по оси ординат интегральной кривой стока. Масштаб объемов должен выбираться кратным $1 \cdot 10^n$, $2 \cdot 10^n$, $5 \cdot 10^n$, ... м³, где n – показатель степени, зависящий от объема водохранилища (например, 1 см – $5 \cdot 10^6$ м³ или 1 см – $10 \cdot 10^9$ м³ и т. д.).

Масштаб времени для интегральной кривой стока и для последующих графиков рекомендуется назначать из условия, чтобы одному месяцу времени на чертеже соответствовал отрезок длиной 0,5 см или 1,0 см.

При построении интегральной кривой стока по вычисленным ординатам последние следует откладывать в конце соответствующего расчетного интервала времени (месяца, декады).

Лучевой масштаб строится на основании принятых масштабов объемов и времени, а также среднегодового расхода за заданный цикл регулирования. Необходимо, чтобы луч среднего расхода был направлен горизонтально или с незначительным отклонением от горизонта. Полюсное расстояние в виде отрезка времени Δt_n принимается равным $10 \cdot 10^6$ или $20 \cdot 10^6$ с, что при средней длительности месяца в $2,63 \cdot 10^6$ с и при рекомендуемом масштабе времени для интегральной кривой стока (0,5 см – 1 месяц) выразится на чертеже отрезком длиной 1,9 см или 3,8 см (для предварительных расчетов это расстояние может быть принято равным 2,0 см или 4,0 см). Лучи на масштабе проводятся соответственно целым значениям расходов и должны охватывать весь диапазон естественного притока. Построение интегральной кривой стока с помощью лучевого масштаба выполняется проведением в пределах

каждого расчетного интервала времени луча, соответствующего его полезно-бытовому расходу, при этом первый луч проводится от начала координат, а каждый последующий – от конца предыдущего.

Регулирование стока должно вестись с учетом наиболее эффективного его использования, отвечающего требованиям не только гидроэнергетики, но и других водопользователей.

При регулировании стока по интегральным кривым сопоставление полезно-бытовых приточных расходов с проектируемыми потребными расходами (отдачами) выражается также в интегральной форме, то есть проведением интегральной кривой потребления при заданных полезном объеме водохранилища и режиме регулирования. С этой целью строится вспомогательная интегральная кривая – эквидистанта или контрольная линия (см. рис. 2.3). Она проводится смещенной по вертикали вниз или вверх на величину полезного объема водохранилища и образует зону, в пределах которой строится интегральная кривая потребления (отдачи), то есть интегральная кривая зарегулированного стока, поступающего к турбинам ГЭС.

В зависимости от величины полезного объема водохранилища $V_{П}$, характера неравномерности притока, режима потребления, а также от требований водохозяйственного комплекса линия потребления может быть проведена:

на максимально возможное выравнивание естественного стока;

на максимальное выравнивание естественных расходов с учетом ограничения, обусловленного пропускной способностью турбин ГЭС в период паводка или половодья (может иметь место холостой сброс воды);

с учетом удовлетворения требований участников водохозяйственного комплекса (водоснабжения, орошения земель, судоходства и т. д.);

с учетом характера производства электроэнергии в отдельные периоды ряда лет или в течение года (например, на постоянную мощность в период межени).

Регулирование стока на максимальное его выравнивание ведется по правилу «натянутой нити» – по идеальной схеме регулирования: в пределах двух контрольных линий (интегральной кривой стока и эквидистанты) от одной к другой проводятся касательные (см. рис. 2.3).

Участки кривых между точками касания характеризуются работой ГЭС в режиме водотока: на верхней контрольной линии – при опорожненном водохранилище (при отметке УМО водохранилища), на нижней контрольной линии – при наполненном водохранилище (при отметке НПУ водохранилища). При этом необходимо, чтобы обеспечивалось равенство остатков объемов воды в водохранилище на начало и конец регулирования (расстояние по вертикали между интегральной кривой потребления и верхней контрольной линией в масштабе объемов), так как процесс регулирования стока не может увеличить его объем за расчетный период времени.

При необходимости обеспечить нужды водопотребителей или заданное условие регулирования (обеспечение постоянной мощности, пропуск максимального турбинного расхода в паводок) предварительно строится линия потребления на максимальное выравнивание стока, выделяются периоды специального вида регулирования, в пределах которых проводятся линии потребления по заданному условию, после чего корректируются участки максимально выровненной линии до и после этого периода.

В тех случаях, когда нельзя полностью зарегулировать сток в период прохождения паводка, линия потребления проводится с учетом предполагаемой максимальной пропускной способности гидротурбин $Q_{\max}^{\text{ГЭС}}$ (рис. 2.4). Водоохранилище будет наполнено в момент времени, когда линия потребления встретится с нижней контрольной линией, то есть в точке А. С этого момента и до конца паводка при наполненном водохранилище (отметка НПУ) будут иметь место холостые сбросы воды и суммарно за период сброса $T_{\text{сбр}}$ их величина достигнет значения $W_{\text{сбр}}$.

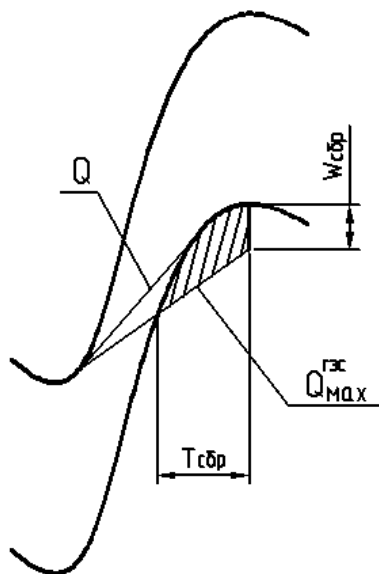


Рис. 2.4. Построение режима потребления с учетом ограничения по пропускной способности турбин ГЭС

Таким образом, из-за ограниченной величины полезного объема водохранилища и пропускной способности турбин ГЭС коэффициент использования стока уменьшится. В остальное время расчетного периода линия потребления проводится по условию максимального выравнивания естественных расходов воды.

Если участники водохозяйственного комплекса жестко задают режим водопотребления, обусловленный, например, *обеспечением судоходных глубин в нижнем бьефе* и требующий в период навигации t соответствующих расходов Q_2 (рис. 2.5), то в заданный период при построении линии потребления эти расходы должны быть строго выдержаны.

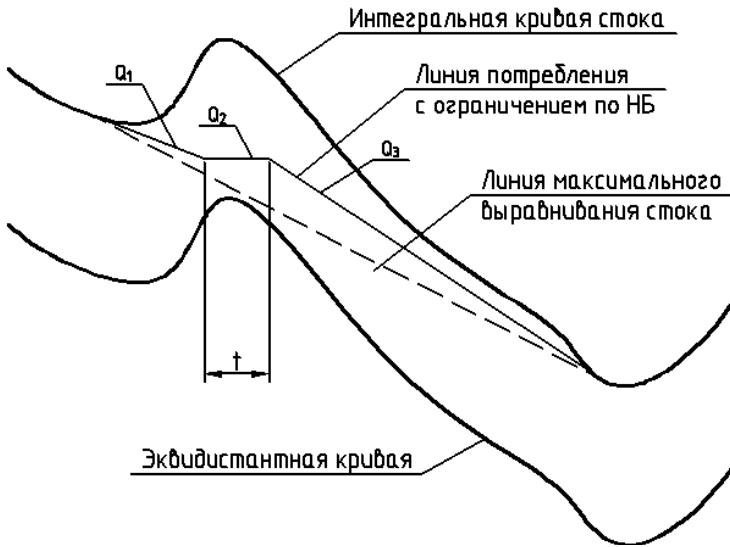


Рис. 2.5. Построение режима потребления с учетом нужд водохозяйственного комплекса в нижнем бьефе ГЭС

Если же безвозвратное *водопотребление* на нужды народного хозяйства (водоснабжение, орошение, переброска стока и др.) *производится* выше створа ГЭС – *непосредственно из водохранилища*, – то построение режима потребления может быть выполнено или по интегральной кривой откорректированного стока (полезно-бытовые расходы уменьшаются на величину отдач, изымаемых из водохранилища водопользователями), или по интегральной кривой полезно-бытового стока с корректировкой ее в период забора воды для неэнергетических участников комплекса, например, в период орошения $T_{ор}$ (рис. 2.6) – на величину объема воды, забираемого из водохранилища:

$$W_{ор} = \sum_0^{T_{ор}} Q_{ор} \Delta t,$$

где $Q_{ор}$ – расходы на орошение в тот или иной расчетный интервал времени Δt .

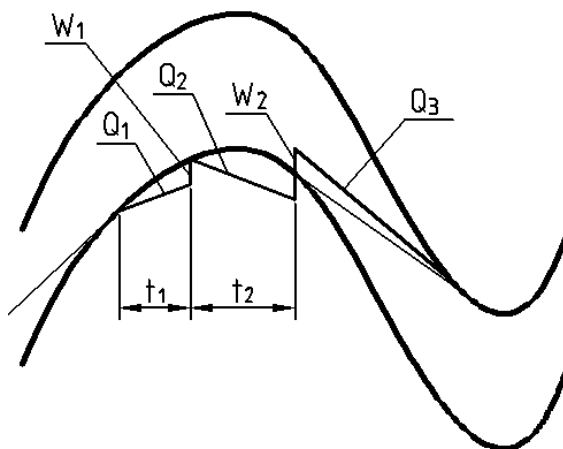


Рис. 2.6. Режим потребления с учетом нужд водохозяйственного комплекса в водохранилище

При заборе воды из верхнего бьефа в заданном периоде проводятся две линии потребления, при этом нижняя характеризует турбинные расходы, верхняя – суммарный (комплексный) расход: турбинный и забираемый из водохранилища. Вертикаль между ними – объем изъятый воды на данный момент времени. Этот вид регулирования рекомендуется выполнять следующим образом: подсчитывается объем изымаемой из верхнего бьефа воды на народнохозяйственные нужды (орошение, водоснабжение) в течение заданного периода:

$$W_{\text{вод}} = Q_{\text{вод}} \cdot \Delta t_{\text{вод}}.$$

Этот объем располагается на вертикали на момент завершения изъятия воды – в принципе, решений может быть бесконечное множество, но наиболее рациональное – поровну вверх и вниз от линии максимального выравнивания стока, тогда корректировке подлежит только участок линии потребления после окончания периода от линии суммарного водопотребления. Значения уровней воды в верхнем бьефе необхо-

димо определять по линии, показывающей суммарные расходы воды – через турбины и забираемый из водохранилища.

В остальное время регулирование ведется по возможности на максимальное выравнивание стока, при этом учет требования элементов водохозяйственного комплекса нередко, особенно в маловодный период, отрицательно сказывается на выработке электроэнергии: до и после периода комплексного водопотребления ГЭС вынуждена работать практически на бытовом меженном стоке.

В маловодные периоды ряда лет или внутри отдельного года с целью увеличения значений гарантированных мощностей ГЭС, с которыми они могли бы участвовать в покрытии графика нагрузки электроэнергосистемы, может оказаться целесообразным *регулировать на обеспечение постоянной мощности* (выработки электроэнергии) ГЭС по водотоку, то есть по условию

$$N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = \text{const} \left(\mathcal{E}_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = 24 N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = \text{const} \right).$$

Регулирование стока по этому режиму требует обеспечения переменного потребления воды из водохранилища в соответствии с изменением величин напоров на ГЭС при его работе.

Для построения такого переменного режима водопотребления весь рассматриваемый маловодный (меженный) период $T_{\text{меж}}$ разбивается на ряд расчетных (месячных) интервалов времени $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$ и т. д. По результатам расчетов предварительного регулирования по правилу «натянутой нити» для данного маловодного периода определяется величина средней мощности ГЭС по водотоку

$$N_{\text{ср}} = \frac{\sum (N_i \cdot \Delta t_i)}{\sum \Delta t_i},$$

где N_i – мощность ГЭС i -го расчетного интервала при предварительном регулировании на постоянный расход (отдачу);

Δt_i – продолжительность расчетного интервала времени.

Постоянная мощность N_{const} принимается равной средней мощности $N_{\text{ср}}$ или несколько выше ее.

Построение линии потребления по условию $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = \text{const}$ (рис. 2.7) удобно начинать с начала меженного периода, к которому предполагается заполнение полезного объема водохранилища до наивысшего уровня верхнего бьефа. В пределах первого расчетного интервала времени Δt_1 с помощью лучевого масштаба из точки А, соответствующей на эквидистантной кривой началу межени, проводится луч в соответствии с величиной расхода Q_1 , определяемой значением требуемой мощности N_{const} и наивысшим уровнем верхнего бьефа, то есть

$$Q_1 = \frac{N_{\text{CONST}}}{9,81 \cdot H_1 \eta_a},$$

где $H_1 = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}$, при этом $Z_{\text{ВБ}} = \text{НПУ}$, а $Z_{\text{НБ}}$ соответствует полезно-бытовому расходу в пределах первого расчетного интервала времени.

Для последующих интервалов $Z_{\text{ВБ}}$ определяется по остаточному объему воды в водохранилище (п. 2.3).

Проведенный луч позволяет определить заполнение водохранилища, расход и напор ГЭС в начале второго расчетного интервала времени Δt_2 и, следовательно, расход потребления Q_2 в течение этого интервала времени. Проведение луча потребления в пределах 2-го интервала времени дает необходимые данные для третьего и т. д. до конца меженного периода. По мере сработки водохранилища и снижения напора необходимые расходы потребления повышаются и интегральная кривая потребления постепенно изгибается кверху (имеет вид провисшей цепи). При правильно назначенной мощности N_{const} интегральные кривые стока и потребления в конце маловодного периода должны встретиться, что будет означать сработку водохранилища до УМО.

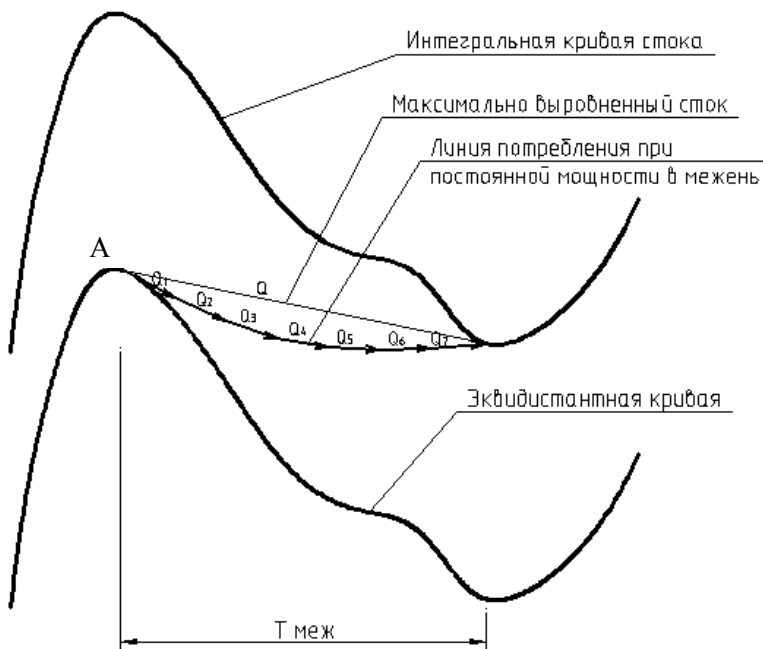


Рис. 2.7. Построение режима потребления на обеспечение постоянной мощности

2.3. Определение параметров ГЭС и построение их хронологических графиков

Проведение интегральной кривой потребления в соответствии с тем или иным режимом работы ГЭС позволяет составить гидрограф среднемесячных зарегулированных расходов $Q_{\text{зар}}(t)$, а также хронологические графики изменения уровней верхнего и нижнего бьефов, напоров и мощностей ГЭС по водотоку.

Уровни верхнего бьефа $Z_{\text{ВБ}}$ для каждого интервала времени определяются по остаточному $W_{\text{ост}}$ либо использованному $W_{\text{исп}}$ объему воды в водохранилище с помощью топографической характеристики $V(Z_{\text{ВБ}})$. Значения использованных объемов на каждую календарную дату определяются в масштабе объемов отрезками по вертикали между нижней контрольной

линией и проектируемой интегральной кривой потребления, остаточных – между верхней контрольной линией и линией потребления. Эти объемы располагаются на графике $V(Z_{ВБ})$ в пределах объема сработки (рис. 2.8). При построении графика $Z_{ВБ}(t)$ уровни верхнего бьефа на оси ординат указывают в абсолютных отметках, а масштаб на этой оси выбирают в зависимости от высоты призмы сработки водохранилища. Так как сработка (наполнение) водохранилища происходит постепенно, то график $Z_{ВБ}(t)$ должен иметь вид плавной кривой или ломаной.

Для построения графика колебаний уровней в нижнем бьефе используют значения зарегулированных расходов, определяемых по линии потребления при помощи лучевого масштаба, а также кривую связи уровней в створе проектируемой ГЭС и расходов воды в нижнем бьефе $Z_{НБ}(Q)$. В связи с тем, что зарегулированные расходы изменяются по месяцам скачкообразно, график $Z_{НБ}(t)$ будет иметь ступенчатую форму. При наличии холостых сбросов через плотину или же попусков воды на другие нужды уровень воды в нижнем бьефе будет определяться суммарным расходом в целом через гидроузел.

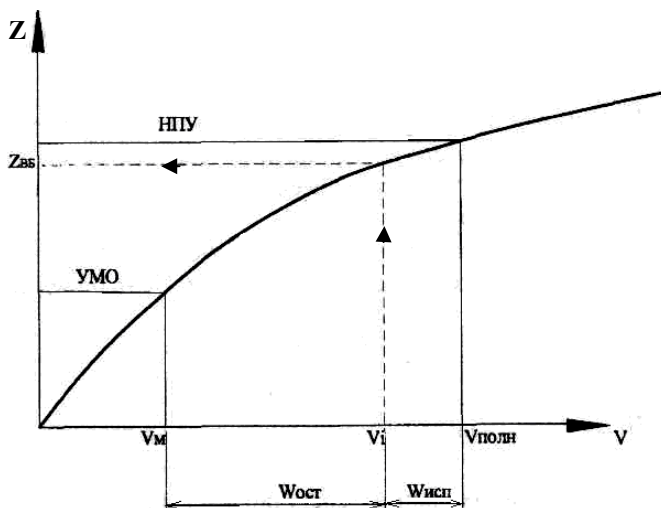


Рис. 2.8. Определение уровней верхнего бьефа

Полезный напор ГЭС в общем случае может быть определен как разность статического напора и потерь напора в энергетических водоводах: $H = H_{ст} - h_w$.

Величина статического напора $H_{ст}$ находится как разность уровней в верхнем и нижнем бьефах в тот или иной расчетный интервал времени:

$$H_{ст} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}.$$

Потери напора в энергетических водоводах деривационных ГЭС, а также ГЭС за плотинами из местных материалов приближенно определяются по формуле

$$h_w = k(Q^{ГЭС})^2,$$

где k – постоянный коэффициент, зависящий от геометрических размеров водовода и его коэффициента шероховатости;

$Q^{ГЭС}$ – расход в энергетическом водоводе, определяемый линией потребления.

Для предварительных расчетов ориентировочно значение коэффициента пропорциональности k может быть определено из выражения

$$k = \frac{(0,05 \dots 0,15) \cdot H_{\max}}{(Q_{\max}^{ГЭС})^2},$$

где H_{\max} – максимальный статический напор за расчетный период;

$Q_{\max}^{ГЭС}$ – максимальный зарегулированный расход, пропускаемый по энергетическому водоводу.

Для плотинных схем ГЭС (русловых и приплотинных с короткими турбинными водоводами) ввиду сравнительно малых потерь напора в водоподводящих сооружениях можно приближенно принять $H = H_{ст}$.

На графике изменения напоров вычерчивается плавная кривая (ломаная) $H_{ст}(t)$. Для деривационных и приплотинных ГЭС с длинными подводящими водоводами на этом же графике вычерчивается график полезных напоров $H(t)$, смещенный вниз на величину потерь напора h_w .

По величинам зарегулированных расходов Q , м³/с и полезных напоров H , м, для каждого расчетного интервала времени может быть определена «мощность ГЭС по водотоку» по формуле

$$N_{вод}^{ГЭС} = 9,81Q^{ГЭС}H\eta_a, \text{ кВт},$$

где η_a – КПД гидроагрегата: $\eta_a = \eta_t\eta_{ген}$;

η_t , $\eta_{ген}$ – средние и условно неизменные коэффициенты полезного действия турбин и генераторов.

По вычисленным значениям мощностей строится хронологический график изменения мощностей ГЭС, обеспеченных зарегулированным водотоком и напором $N_{вод}^{ГЭС}(t)$.

По формуле

$$\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС} = N_{вод(ср)}^{ГЭС}\Delta t,$$

где $N_{вод(ср)}^{ГЭС}$ – средняя мощность ГЭС за рассматриваемый расчетный интервал времени Δt , определяются значения выработки электроэнергии ГЭС, обеспеченной расходом и напором, и строится график $\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС}(t)$.

Величина средневзвешенного по выработке электроэнергии напора гидроэлектростанции $H_{ср.взв}$ может быть определена на основании результатов водноэнергетических расчетов по расчетному ряду лет из формулы:

$$H_{ср.взв} = \frac{\sum(\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС} \cdot H)}{\sum\mathcal{E}_{вод}^{ГЭС}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}$ – выработка электроэнергии ГЭС за расчетный интервал времени, 10^6 кВт·ч;

H – среднее значение полезного напора ГЭС данного расчетного интервала времени, м.

2.4. Построение графика обеспеченности мощностей ГЭС

Хронологический график $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(t)$ дает в основном наглядную картину последовательности изменения мощностей ГЭС. Для полноты представления о режиме работы ГЭС и характеристики мощности ГЭС с точки зрения ее обеспеченности необходимо рассмотреть убывающий ряд среднесуточных мощностей ГЭС и построить график их обеспеченности $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(p)$. Обеспеченность той или иной мощности ГЭС может быть определена по формуле

$$p = \frac{m}{n+1} \cdot 100 \%,$$

где m – порядковый номер мощности в убывающем ряду мощностей ГЭС;

n – общее число мощностей ГЭС в ряду.

Построение графика обеспеченности среднесуточных мощностей ГЭС желательно выполнять рядом с хронологическим графиком $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(t)$, сохраняя при этом масштаб мощностей.

3. ВЫБОР УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Величина установленной мощности ГЭС, то есть суммы номинальных активных мощностей всех гидроагрегатов при известных отметках подпорного уровня, глубине сработки водохранилища, его полезной емкости и ряде других показателей, зависит как от мощности зарегулированного водотока, так и от условий работы (роли) ГЭС в электроэнергосистеме. В общем случае установленная мощность ГЭС складывается из трех составляющих:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{доп}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}},$$

где $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$, $N_{\text{доп}}^{\text{ГЭС}}$ и $N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$ – соответственно гарантированная, дополнительная (дублирующая) и резервная мощности ГЭС.

Гарантированная мощность ГЭС определяется исходя из обеспеченного по воде ее участия в покрытии определенной части расчетного суточного графика нагрузки электроэнергосистемы, составленного на перспективу. Величина обеспеченной мощности ГЭС $N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$ назначается с помощью ранее построенного графика $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(p)$ по значению заданной расчетной обеспеченности $p_{\text{об}}$. По этой мощности определяется обеспеченная суточная выработка электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{об}}^{\text{ГЭС}} = 24 \cdot N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}.$$

С целью учета развития электроэнергосистемы на перспективу почасовые ординаты заданного суточного графика нагрузки можно умножать на некоторый постоянный коэффициент k (ориентировочно $k \geq 1,3$).

Размещение обеспеченной выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$ в суточном графике нагрузки электроэнергосистемы и опреде-

ление гарантированных мощностей ГЭС удобно производить с помощью так называемой анализирующей (интегральной) кривой $\mathcal{E}(P)$, выражающей зависимость потребляемой электроэнергии от мощности (нагрузки). Анализирующую кривую строят рядом с графиком суточной нагрузки $P(t)$, соблюдая одинаковые масштабы для мощностей (рис. 3.1). С этой целью суточный график нагрузки разбивается на ряд горизонтальных полос высотой, $\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ и т.д. В принятых для построения графика нагрузки масштабах площади этих полос определяют соответствующее им количество электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_1, \Delta \mathcal{E}_2, \Delta \mathcal{E}_3$ и т. д. Откладывая затем последовательно по оси ординат графика $\mathcal{E}(P)$ приращения мощностей ΔP , а по оси абсцисс – соответствующее им количество электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, можно получить координатные точки анализирующей кривой и построить ее.

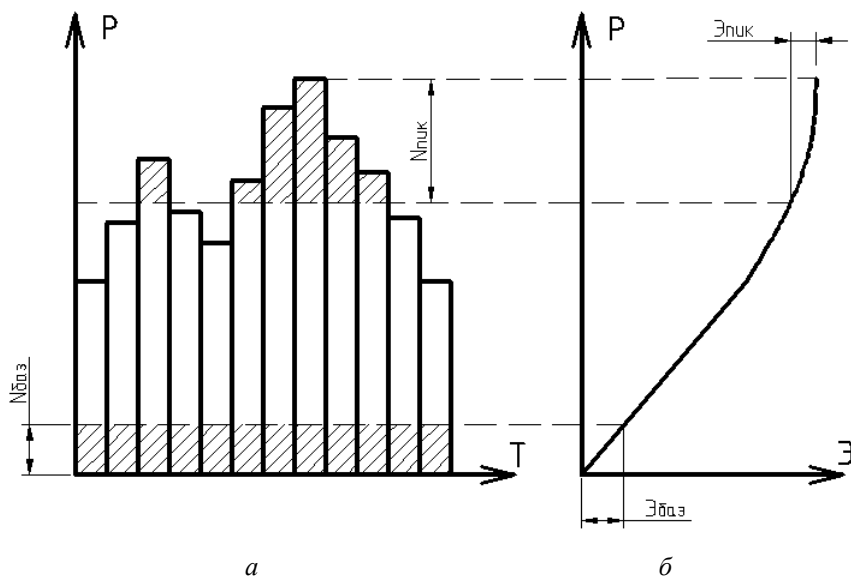


Рис. 3.1. График суточной нагрузки электроэнергосистемы (а) и анализирующая кривая суточной выработки электроэнергии (б)

При обосновании режима работы ГЭС в электроэнергосистеме в общем случае его следует находить из условия обеспечения максимального участия проектируемой ГЭС в покрытии графика нагрузки. При этом предполагается, что на ГЭС имеется возможность вести неограниченное суточное регулирование стока ($\mathcal{E}_{об}^{ГЭС}$ может быть размещена в любой части суточного графика нагрузки).

Так, если в нижнем бьефе допускаются неограниченные колебания уровней и расходов (ГЭС подперта нижерасположенным гидроузлом), а емкость верхнего бьефа позволяет перераспределить естественный суточный сток в соответствии с изменением турбинных расходов, то наиболее целесообразный для электроэнергосистемы режим работы ГЭС будет тогда, когда ее обеспеченная суточная выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{об}^{ГЭС}$ размещается в пике графика нагрузки. Полученную при этом величину гарантированной мощности можно рассматривать как состоящую из мощности $N_{об}^{ГЭС}$, обеспечиваемой зарегулированным среднесуточным притоком воды в водохранилище, и пиковой мощности $N_{пик}^{ГЭС} = N_{гар}^{ГЭС} - N_{об}^{ГЭС}$, то есть добавочной мощности, которую обеспечивает сработка ранее накопленного в течение суток объема воды в водохранилище. Пиковая зона графика нагрузки электроэнергосистемы будет в этом случае характеризовать мощностной режим ГЭС и ее расходы в течение суток. По ординатам зоны работы ГЭС в пиковой части графика нагрузки строится суточный график мощностей ГЭС (режимный график работы ГЭС).

Если проектируемая ГЭС не является подпертой, то размещение ее суточной выработки в графике нагрузки обуславливается необходимостью обеспечения в нижнем бьефе в течение суток гарантированного или санитарного расхода $Q_{гар}$, определяемого или потребностью водопользователей, расположенных на нижнем участке реки, или санитарными условиями. Отвечающие этому расходу величины базисной мощно-

сти $N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}$ и соответствующей ей выработки электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}$ будут равны:

$$N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} = 9,81 Q_{\text{гар}} H \cdot \eta_a,$$

где H – полезный напор ГЭС,
 η_a – КПД гидроагрегата.

$$\mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} \mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} = 24 \cdot N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}.$$

Остальную часть обеспеченной среднесуточной выработки электроэнергии ГЭС целесообразно разместить в пике графика нагрузки электроэнергосистемы. При этом ее величина определится как разность между обеспеченной суточной и базисной энергиями

$$\mathcal{E}_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{об}}^{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}.$$

Суточный график мощностей ГЭС при таком режиме ее работы может быть получен совмещением базисной и пиковой зон в графике нагрузки, а величина гарантированной мощности – суммированием базисной и пиковой составляющих

$$N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}.$$

Дополнительная мощность, как правило, имеет место на ГЭС с ограниченным длительным регулированием речного стока, когда возможные среднесуточные мощности по водотoku значительно превосходят гарантированную мощность. Именно для более полного использования энергии водотока часто оказывается целесообразным увеличивать гарантированную мощность ГЭС $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$ на некоторую величину дополнительной мощности $N_{\text{доп}}^{\text{ГЭС}}$, позволяющей получить дополни-

тельную энергию. Эту мощность еще называют дублирующей или сезонной, поскольку сумма $N_{об}^{ГЭС} + N_{доп}^{ГЭС}$ не гарантирована в пределах расчетной обеспеченности, а дополнительная мощность ГЭС используется, главным образом, в периоды паводков или высокой межени и, обеспечивая экономию топлива на тепловых электростанциях, не снижает их установленной мощности. Определение величины дополнительной мощности $N_{доп}^{ГЭС}$ требует специальных энергоэкономических расчетов. В первом приближении можно принимать обеспеченность по водотоку суммы мощностей $N_{гар}^{ГЭС} + N_{доп}^{ГЭС}$ в пределах 13–23 %. Следовательно, значение дополнительной мощности ГЭС может быть определено из выражения

$$N_{доп}^{ГЭС} = N_{вод(13-23\%)}^{ГЭС} - N_{гар}^{ГЭС},$$

где $N_{вод(13-23\%)}^{ГЭС}$ – среднесуточная мощность ГЭС по зарегулированному водотоку, обеспеченная за расчетный период на 13–23 %.

Если же гарантированная мощность $N_{гар}^{ГЭС}$ окажется равной или выше мощности ГЭС по водотоку данной обеспеченности, то располагать на ГЭС дополнительную мощность нет необходимости, то есть $N_{доп}^{ГЭС} = 0$.

Резервная мощность должна обеспечивать бесперебойную работу электроэнергосистемы в целом, поэтому не обязательно все ее составляющие (аварийный, нагрузочный, ремонтный и народнохозяйственный резервы) назначать на данной проектируемой ГЭС без учета работы других электростанций электроэнергосистемы. На предварительной станции проектирования ее величина может быть принята равной 10 % от гарантированной мощности ГЭС при отсутствии дополнительной мощности.

4. РАСЧЕТ ЕМКОСТИ СУТОЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЭС

В связи с тем, что бытовой или зарегулированный при длительном регулировании расход воды в течение суток практически не изменяется, а от ГЭС при ее работе в пиковой части суточного графика нагрузки электроэнергосистемы требуется в основном резкопеременный мощностной режим, обеспечиваемый пропуском через нее переменных расходов воды, возникает необходимость в определении величины некоторого объема $V_{сут}$ для перераспределения суточного притока. Этот объем размещается или в водохранилище, или в отдельном бассейне суточного регулирования.

Расчет емкости суточного регулирования ГЭС может быть произведен графоаналитическим способом с помощью интегральной кривой турбинного суточного стока. Для этого в соответствии с суточным мощностным режимом ГЭС, ходом уровней в бьефах и, следовательно, изменением напоров подсчитываются расходы воды через гидротурбины по формуле

$$Q_i^{ГЭС} = \frac{N_i^{ГЭС}}{9,81H_i\eta_a}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где $N_i^{ГЭС}$ – значение мощности ГЭС (ордината ее суточного мощностного графика i -го часа, кВт);

H_i – напор на гидроэлектростанции, м;

η_a – коэффициент полезного действия гидроагрегата ($\eta_a = \eta_T \cdot \eta_{ген}$).

Значение напора в течение суток с некоторым допущением может быть принято постоянным и равным среднему значению напоров за декабрь (рассматривается покрытие зимнего декабрьского графика нагрузки). Можно также считать постоянным и значение КПД гидроагрегата. При этих условиях

знаменатель в формуле постоянен и график турбинных расходов, построенный по вычисленным значениям $Q^{\text{ГЭС}}$, повторит в некотором масштабе суточный график мощностей ГЭС.

По полученному гидрографу расходов через ГЭС $Q^{\text{ГЭС}}$ строится интегральный график суточного турбинного стока $W^{\text{ГЭС}}(t)$ (рис. 4.1). Это построение удобно вести в прямоугольной системе координат с использованием лучевого масштаба.

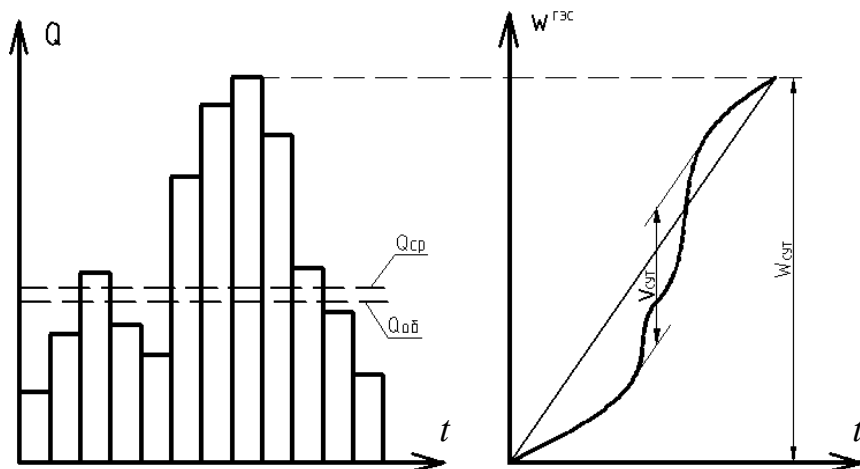


Рис. 4.1. Построение интегрального графика суточного турбинного стока

Регулирующая суточная емкость или полезный объем бассейна суточного регулирования $V_{\text{сут}}$ определяется в масштабе объемов расстоянием по вертикали между двумя касательными (верхней и нижней) к интегральной кривой турбинного стока, проведенными параллельно направлению луча, отвечающего среднесуточному расходу ГЭС $Q_{\text{ср}}^{\text{ГЭС}}$.

Отношение объема $V_{\text{сут}}$ к обеспеченному среднесуточному притоку $W_{\text{сут}}$ определяет значение относительной регулирующей емкости:

$$\beta_{\text{сут}} = \frac{V_{\text{сут}}}{W_{\text{сут}}} \cdot 100 \%,$$

где $W_{\text{сут}} = 86,4 \cdot 10^3 Q_{\text{об}}$;

$$Q_{\text{об}} = \frac{N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}}{9,81 H_{\text{ср}} \cdot \eta_a}, \text{ м}^3/\text{с},$$

где $H_{\text{ср}}$ – средний декабрьский напор, м.

Если графическое определение зоны работы ГЭС в графике нагрузки электроэнергосистемы выполнено правильно, а также правильно подсчитаны расходы воды через гидротурбины по значениям мощностей ГЭС, то величины среднесуточного расхода ГЭС $Q_{\text{ср}}^{\text{ГЭС}}$ и обеспеченного приточного расхода (зарегулированного или бытового) $Q_{\text{об}}$ должны совпадать (целесообразно эти расходы нанести на гидрограф турбинных расходов для графического сопоставления).

5. РАСЧЕТ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЭС, РАБОТАЮЩЕЙ В РЕЖИМЕ ВОДОТОКА

Такая работа ГЭС имеет место, если при принятой отметке НПУ не образуется водохранилища, полезный объем которого был бы достаточен для длительного, в том числе и сезонного, регулирования естественных расходов. Их энергетический режим полностью и однозначно определяется приточностью к створу ГЭС. При этом если в многоводные периоды суммарная пропускная способность водосбросных сооружений и ГЭС обеспечивает сброс в нижний бьеф любых расходов, то в верхнем бьефе поддерживается практически постоянный уровень, близкий к НПУ, то есть $Z_{\text{ВБ}} = \text{НПУ} = \text{const}$. В нижнем бьефе уровни зависят исключительно от бытовых расходов и определяются по кривым связи расходов и уровней воды в створе ГЭС.

Следовательно, для ГЭС с относительно короткими напорными водоводами в первом приближении напор $H = \text{НПУ} - Z_{\text{НБ}}$, где $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$.

Так, по значениям напоров H и полезно-бытовых (возможных к использованию расходов), определяемых по разности естественных расходов и потерь ($Q = Q_{\text{ест}} - Q_{\text{пот}}$), могут быть найдены мощности ГЭС по незарегулированному водотоку $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_a$ и построен график их обеспеченности $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(p)$.

После этого в зависимости от условий работы гидроэлектростанции (работает изолированно или в составе электроэнергосистемы) по графику $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}(p)$ устанавливается значение среднесуточной обеспеченной по расходу воды и напору мощности $N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$ и по ней – гарантированная $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$ и установленная $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ мощности ГЭС.

Если ГЭС покрывает график электрической нагрузки, *не связанный с электроэнергосистемой* (работает изолированно), то степень гарантии энергоотдачи может быть принята в пределах 75–85 %, а гарантированная и установленная мощности ГЭС в основном соответствуют базисному режиму ее работы и назначаются равными ее обеспеченной мощности:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}} .$$

Если же ГЭС работает *в составе электроэнергосистемы*, то обеспеченность гарантированной энергоотдачи (для определения $N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$) принимается в пределах 87–95 % и выше, а гарантированная и установленная мощности находятся в зависимости от размещения в графике электрической нагрузки суточной обеспеченной выработки электроэнергии $\Theta_{\text{об}}^{\text{ГЭС}} = 24 N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$ и возможности вести суточное регулирование. Значение гарантированной мощности $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$ определяется с помощью анализирующей кривой графика нагрузки электроэнергосистемы, при этом рекомендуется часть обеспеченной выработки, например, 20–30 % от $\Theta_{\text{об}}$ располагать в базисе, а оставшуюся часть – в пике графика нагрузки. Тогда $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$.

Следует иметь в виду, что на ГЭС без длительного регулирования стока никаких видов резерва системы не устанавливаются, однако в целях повышения их эффективности и экономии топлива на тепловых электростанциях данной электроэнергосистемы часто оказывается целесообразным размещать на них дополнительную или сезонную мощность $N_{\text{сез}}^{\text{ГЭС}}$, обеспеченную водой ограниченное время (в периоды высокой межи, паводков и половодий). Ее величина может быть принята по рекомендации, приводимой в разд. 3. В этом случае

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гап}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{сез}}^{\text{ГЭС}} .$$

Определение установленной мощности ГЭС без длительного регулирования с учетом режима ее работы (изолированно или в составе электроэнергосистемы, с суточным регулированием или без него) позволяет произвести ограничение как мощности ГЭС по ее величине, так и используемых расходов по суммарной пропускной способности гидротурбин, а также определить величину холостых сбросов воды в периоды с избыточным стоком. Тогда фактическое значение мощности ГЭС в кВт с учетом ограничения по ее установленной мощности

$$N^{\text{ГЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} ;$$

расход воды через турбины ГЭС

$$Q^{\text{ГЭС}} = \frac{N^{\text{ГЭС}}}{9,81H\eta_a} ;$$

расход воды через водосброс

$$Q_{\text{сбр}} = Q - Q^{\text{ГЭС}} .$$

В остальное время, когда $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} < N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$, $N^{\text{ГЭС}} = N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}$ и $Q^{\text{ГЭС}} = Q$.

Выработка электроэнергии ГЭС (кВтч) подсчитывается по формуле

$$\mathcal{E}^{\text{ГЭС}} = N^{\text{ГЭС}} \cdot \Delta t ,$$

где Δt – продолжительность расчетного интервала времени (месяца, декады, пентады) в часах.

Расчет водноэнергетических параметров ГЭС, работающей в режиме водотока, удобно выполнять в форме табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Водноэнергетические характеристики ГЭС,
работающий в режиме водотока**

Год									
Дата (интервал)									
Продолжительность интервала, ч	Расходы, м ³ /с								
	естественные								
	потери								
	возможные к использованию								
ГЭС									
холостных сбросов									
Уровень воды в нижнем бьефе, м									
Напор, м									
по водотоку						Мощности, 10 ³ кВт			
с ограничением по установл.									
Выработка электроэнергии, 10 ⁶ кВт·ч									

6. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА «ЗДАНИЕ ГЭС»

По результатам рассчитанных параметров гидроэлектростанции, работающей на зарегулированном стоке, составляются исходные данные для выполнения курсового проекта по зданию ГЭС:

- нормальный подпорный уровень НПУ = м;
- уровень мертвого объема УМО = м;
- максимальный уровень нижнего бьефа Z_{\max} = м;
- минимальный уровень нижнего бьефа Z_{\min} = м;
- обеспеченная водотоком среднесуточная
мощность ГЭС $N_{об}$ = МВт;
- максимальный напор ГЭС H_{\max} = м;
- минимальный напор ГЭС H_{\min} = м;
- средневзвешенный напор ГЭС $H_{ср}$ = м;
- среднедекабрьский напор $H_{ср. дек}$ = м;
- минимальный незарегулированный расход Q_{\min} = м³/с;
- к.п.д. генератора $\eta_{г}$ = %;
- к.п.д. турбины $\eta_{т}$ = %.

7. СОСТАВЛЕНИЕ ПАСПОРТА ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЭС

По результатам рассчитанных параметров ГЭС, работающей как на зарегулированном стоке, так и на бытовом, составляется паспорт основных водноэнергетических характеристик проектируемой ГЭС.

7.1. Характеристики естественного стока и водохранилища

Среднегодовой сток	$W, 10^6 \text{ м}^3;$
Полезный объем водохранилища	$V_{\text{п}}, 10^6 \text{ м}^3;$
Коэффициент емкости водохранилища	$\beta, \%;$
Максимальный среднемесячный расход	$Q_{\text{max}}, \text{ м}^3/\text{с};$
Минимальный среднемесячный расход.....	$Q_{\text{min}}, \text{ м}^3/\text{с};$
Среднемноголетний расход	$Q_{\text{ср}}, \text{ м}^3/\text{с}.$

7.2. Характеристики зарегулированного режима ГЭС

Максимальный зарегулированный расход	$Q_{\text{max}}^{\text{зар}}, \text{ м}^3/\text{с};$
Минимальный зарегулированный расход	$Q_{\text{min}}^{\text{зар}}, \text{ м}^3/\text{с};$
Объем холостого сброса	$W_{\text{сбр}}, 10^6 \text{ м}^3;$
Объем используемого стока.....	$W_{\text{исп}}, 10^6 \text{ м}^3;$
Коэффициент использования стока.....	$K_{\text{исп}}, \%;$
Напоры:	
максимальный	$H_{\text{max}}, \text{ м};$
минимальный.....	$H_{\text{min}}, \text{ м};$
средневзвешенный	$H_{\text{ср.взв}}, \text{ м};$

Максимальный уровень в нижнем бьефе ...	$Z_{\max}^{\text{НБ}}$, м;
Минимальный уровень в нижнем бьефе.....	$Z_{\min}^{\text{НБ}}$, м;
Максимальная мощность ГЭС	$N_{\max}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Минимальная мощность ГЭС	$N_{\min}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Среднегодовая выработка электроэнергии ГЭС по зарегулированному водотоку	$\mathcal{E}_{\text{вод(ср)}}^{\text{ГЭС}}$, 10^6 кВт·ч

7.3. Характеристики суточного режима работы ГЭС

Среднесуточная обеспеченная мощность ГЭС.....	$N_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Обеспеченная суточная выработка электроэнергии ГЭС	$\mathcal{E}_{\text{об}}^{\text{ГЭС}}$, 10^6 кВт·ч;
Гарантированная мощность ГЭС.....	$N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Базисная мощность	$N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Установленная мощность ГЭС	$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$, 10^3 кВт;
Максимальный расход ГЭС	$Q_{\max}^{\text{ГЭС}}$, $\text{м}^3/\text{с}$;
Минимальный расход ГЭС	$Q_{\min}^{\text{ГЭС}}$, $\text{м}^3/\text{с}$;
Обеспеченный среднесуточный приточный расход	$Q_{\text{об}}$, $\text{м}^3/\text{с}$;
Обеспеченный суточный приток	$W_{\text{сут}}$, 10^3 м^3 ;
Среднесуточный расход ГЭС.....	$Q_{\text{ср}}^{\text{ГЭС}}$, $\text{м}^3/\text{с}$;
Регулирующая суточная емкость	$V_{\text{сут}}$, 10^3 м^3 ;
Коэффициент суточной емкости	$\beta_{\text{сут}}$, %.

7.4. Характеристики ГЭС, работающей в режиме водотока

(составляются для двух случаев работы ГЭС:
в электроэнергетической системе и изолированно)

Среднесуточная обеспеченная мощность ГЭС	$N_{об}^{ГЭС}$, 10^3 кВт;
Обеспеченная суточная выработка электроэнергии ГЭС	$\mathcal{E}_{об}^{ГЭС}$, 10^6 кВт·ч;
Гарантированная мощность ГЭС.....	$N_{гар}^{ГЭС}$, 10^3 кВт;
Установленная мощность ГЭС	$N_{уст}^{ГЭС}$, 10^3 кВт;
Среднегодовая выработка электроэнергии ГЭС	$\mathcal{E}_{ср}^{ГЭС}$, 10^6 кВт·ч;
Объем холостого сброса	$W_{сбр}$, 10^6 м ³ ;
Объем используемого стока.....	$W_{исп}$, 10^6 м ³ ;
Коэффициент использования стока.....	$K_{исп}$, %.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. Асарин, А.Е. Водноэнергетические расчеты / А.Е. Асарин, К.Н. Бестужева. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.
2. Гидротехнические сооружения комплексных гидроузлов : учеб. пособие / П.М. Богославчик [и др.]; под ред. Г.Г. Круглова. – Минск : БНТУ, 2006. – 585 с.
3. Гидроэлектрические станции / под ред. В.Я. Карелина, Г.И. Кривченко. – Изд. 4-е. – Подольск : Промиздат, 2009. – 464 с.
4. Гидроэнергетические установки / под ред. Д.С. Щавелева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоиздат, 1981. – 520 с.

Дополнительная

5. Брызгалов, В.И., Гордон Л.А. Гидроэлектростанции : учеб. пособие для вузов. В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. – Красноярск : КрГТУ, 2002. – 542 с.
6. Малинин, Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики / Н.К. Малинин. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
7. ТКП 45-3.04-299-2014 Малые ГЭС. Правила проектирования. – Минск : Минстройархитектуры, 2014. – 56 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общая часть	3
2. Расчет водноэнергетического режима ГЭС на зарегулированном стоке	4
2.1. Построение гидрографов естественных и возможных к использованию расходов	4
2.2. Построение линии потребления	8
2.3. Определение параметров ГЭС и построение их хронологических графиков	18
2.4. Построение графика обеспеченности мощностей ГЭС	22
3. Выбор установленной мощности ГЭС	23
4. Расчет емкости суточного регулирования ГЭС	28
5. Расчет водноэнергетических показателей ГЭС, работающей в режиме водотока	31
6. Подготовка исходных данных для выполнения курсового проекта «здание ГЭС»	35
7. Составление паспорта водноэнергетических характеристик ГЭС	36
7.1. Характеристики естественного стока и водохранилища	36
7.2. Характеристики зарегулированного режима ГЭС	36
7.3. Характеристики суточного режима работы ГЭС	37
7.4. Характеристики ГЭС, работающей в режиме водотока	38
Список рекомендуемой литературы	39

Учебное издание

ГАТИЛЛО Сергей Павлович
КОРБУТ Ольга Борисовна

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-70 04 01
«Водохозяйственное строительство»

Редактор *Т. В. Мейкшане*
Компьютерная верстка *Е. А. Беспанской*

Подписано в печать 22.12.2018. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 2,33. Уч.-изд. л. 1,82. Тираж 100. Заказ 389.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.