

551.49
Г 12

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ГИДРОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

А. М. ГАВРИЛОВ, К. С. КАБАНОВА, А. К. ПРОСКУРЯКОВ

ОСНОВЫ УЧЕТА СТОКА НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

(ПОСОБИЕ ДЛЯ ГИДРОЛОГОВ)

152390

БИБЛИОТЕКА
Ленинградского
Гидрометеорологического
Института



ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО

ЛЕНИНГРАД • 1960

АННОТАЦИЯ

В книге изложены основные сведения по гидроэнергетике и гидроэлектростанциям с подробным описанием характеристик пропускной способности турбин и сведения из гидравлики, необходимые для определения сбросных расходов воды, с примерами из производственной практики. Приведены данные опыта и рекомендации по учету стока на крупных и малых ГЭС, а также указания по анализу и оценке надежности получаемых материалов при подготовке их к опубликованию в Гидрологическом ежегоднике.

Книга является пособием по учету стока и составлена в помощь работникам Гидрометслужбы, связанным в своей работе с проведением и контролем учета стока на гидроэлектростанциях и гидроузлах и с обработкой полученных данных, а также представляет интерес для специалистов энергетиков.

*Гаврилов Александр Михайлович,
Кабанова Кира Сергеевна,
Проскураков Андрей Константинович*

ОСНОВЫ УЧЕТА СТОКА НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Отв. редактор *А. К. Проскураков*

Редактор *А. Х. Ивженко*

Техн. редактор *О. Г. Владимиров*

Корректоры: *Р. В. Гросман* и *К. И. Розикова*

Сдано в набор 9/V 1960 г. Подписано к печати 31/X 1960 г. Бумага 60 × 92¹/₁₆. Бум. л. 10,75. Печ. л. 21,5. Уч.-изд. л. 23,43. Тираж 2 000 экз. М-46849. Индекс ГЛ-224. Гидрометеорологическое издательство. Ленинград, В-53, 2-я линия, д. № 23. Зак. № 243.
Цена 12 руб. 70 коп. С 1 января 1961 г. цена 1 руб. 27 коп.

Типография № 8 Управления полиграфической промышленности Ленсовнархоза.
Ленинград. Прачечный пер., д. 6.

ВВЕДЕНИЕ

Изучение режима и учет стока воды зарегулированных рек при комплексном использовании их водных ресурсов является еще более сложной, ответственной и важной задачей, чем изучение режима и учет стока рек, находящихся в естественном состоянии.

Регулирование стока рек с использованием их гидравлической энергии в последние годы приняло весьма широкий размах. Уже зарегулирован сток и используется энергия таких крупных рек Европейской территории СССР, как Волга, Кама, Днепр, Дон, Волхов, Свирь, Зап. Двина и многие другие. Некоторые из них (Волга, Днепр в его нижнем и среднем течении) превращены или превращаются в каскады водохранилищ, расположенных последовательно одно за другим. Широко используются для выработки электроэнергии в комплексе с другими водохозяйственными мероприятиями реки Северного Кавказа и Закавказья и реки Средней Азии. Положено начало регулированию стока и использованию энергии таких больших сибирских рек, как Обь, Иртыш, Енисей и Ангара. На последней сооружается величайшая в мире по мощности Братская ГЭС.

Всего на территории Советского Союза действует, вступает в эксплуатацию и строится более 100 крупных ГЭС.

Количество малых ГЭС, обслуживающих коммунальное хозяйство небольших городов и потребности колхозов и совхозов, превышает 6000. Многие из них также располагаются каскадами на малых и средних реках и работают в кольце с более мощными энергосистемами.

Задача учета стока зарегулированных рек становится более сложной и трудной в результате существенных изменений, вносимых в режим рек созданием водохранилищ и работой гидроэлектростанций. Вследствие подпора, распространяющегося от больших плотин вверх по течению на десятки и сотни километров, значительно увеличиваются ширины и глубины потока, а скорости течения уменьшаются до едва ощутимых величин.

Суточное регулирование мощности гидроэлектростанций вызывает в нижнем бьефе гидроузлов резко выраженные явления неустановившегося движения потока, т. е. резкие колебания

уровня, скорости течения и уклонов водной поверхности, прослеживаемые на расстоянии также в десятки и даже сотни километров вниз по течению от плотины крупной ГЭС.

Применение в этих условиях обычных, упрочившихся в практике гидрометрии способов измерения отдельных расходов воды и методов подсчета речного стока в целом становится крайне затруднительным, а в ряде случаев и вовсе невозможным, как, например, в случае сооружения на реке каскада гидроэлектростанций, когда нижний бьеф одной установки является в то же время верхним бьефом другой, расположенной ниже по течению. Эти трудности уже привели в некоторых случаях к тому, что ряды наблюдений над речным стоком, начатые еще на реке, бывшей в естественном состоянии, после сооружения ГЭС, оказались прерванными, чем нанесен непоправимый ущерб делу систематического изучения гидрологического режима реки за многолетний период.

Если при сооружении ГЭС и удастся выбрать новый гидрометрический створ выше по течению, вне зоны распространения подпора от плотины, то чаще всего наблюдения и измерения на этом створе не могут служить продолжением ряда наблюдений над стоком по створу, ранее существовавшему на реке и оказавшемуся в пределах подпора.

Дело в том, что при выборе створа выше плотины вне зоны подпора замыкаемая им площадь водосбора будет значительно отличаться от той площади, которую замыкал ранее существовавший створ, поскольку новый створ необходимо в таком случае назначать на расстоянии в десятки и даже сотни километров от его прежнего положения.

Точно так же и при выборе нового створа ниже построенной плотины, избегая влияния резко выраженного неустановившегося движения потока, приходится удаляться от нее на многие десятки километров, где замыкаемая площадь водосбора значительно изменится и результаты наблюдений на новом месте будут несравнимы с прежними.

Особо неблагоприятные условия, в смысле точности и надежности получаемых результатов, складываются в том случае, когда створ, на котором предположено вести учет стока, располагается в зоне неустановившегося движения потока. При резких колебаниях уровня воды точность измерения расхода существенно снижается, что известно каждому гидрологу. Кроме того, при неустановившемся движении потока однозначная кривая расходов не может быть получена. Гидрологам также известно, что на транзитных участках рек расходы, измеренные на подъеме и спаде волны половодья, дают петлеобразную кривую расходов, образованную двумя ветвями — ветвью подъема и ветвью спада. Значения расхода, снятые при одном и том же уровне с этих двух ветвей, могут различаться между собой на 10—15% и даже на большую величину.

Точные измерения, произведенные в нижних бьефах ГЭС при полусаках, вызванных суточным регулированием мощности ГЭС, показывают, что значения расходов, снятые при одном и том же уровне с ветви подъема и с ветви спада, различаются между собой уже не на 10—15%, как это имеет место при прохождении волны половодья на реках в их естественном состоянии, а в 2—3 раза и более. Это происходит потому, что интенсивность изменения уровня, скоростей течения и уклонов при искусственных полусаках во много раз больше, чем при прохождении волны половодья на реках.

Это обстоятельство в большинстве случаев не учитывают гидрологи, располагая гидрометрические створы вблизи ГЭС, «мешающих» измерению расходов и учету стока обычными, упрочившимися в практике гидрометрии методами.

Чаще всего в этих условиях измеряются случайные расходы, приходящиеся то на подъем, то на спад волны искусственного полусака и при этом на различные фазы развития подъема или спада. По этим расходам, дающим на графике большой разброс точек, проводится какая-то осредненная кривая расходов, являющаяся фиктивной кривой, не соответствующей природе изучаемого явления.

Получение петлеобразной кривой, освещающей полный цикл полусака, т. е. его подъем и спад, практически оказывается невыполнимым, так как требует учащенных в течение суток измерений расходов с максимально возможным сокращением времени измерения. К тому же и ход искусственного полусака не остается постоянным, а изо дня в день претерпевает некоторые изменения в зависимости от характера изменения нагрузки ГЭС. Таким образом, каждому отдельному полускаку будет отвечать петлеобразная кривая со свойственными лишь данному полускаку очертаниями ветвей подъема и спада и участков, их сопрягающих.

Практически же при подсчетах стока используют упомянутую выше осредненную, фиктивную кривую расходов и по этой кривой и уровням определяют средние суточные расходы за период наблюдений и подсчитывают сток. Результаты такого подсчета, естественно, весьма неточны и могут ввести лишь в заблуждение лиц, использующих их в своей работе.

Между тем в таких сложных гидравлических условиях протекания потока, когда применение обычных методов гидрометрии не обеспечивает сколько-нибудь удовлетворительной точности учета стока, имеется другой путь, ведущий к получению достаточно надежных результатов.

Таким новым путем в деле учета стока зарегулированных рек является использование в качестве водомеров оборудования и отверстий гидротехнических сооружений гидроузлов, т. е. турбин, водопропускных отверстий плотин, водопропускных отверстий специального назначения (рыбоходов, шугосбросов,

промывных устройств отстойных сооружений и т. п.) и транспортных устройств (шлюзов, плотходов) с одновременным учетом расхода воды на утечки и фильтрацию. Этот путь учета стока одинаково применим как для крупных, так и для малых ГЭС.

Как показывает накопленный к настоящему времени опыт, учет стока на сооружениях гидроузлов с использованием их в качестве водомеров при надлежащей его организации и постановке дает вполне надежные результаты, не уступающие по точности результатам, основанным на применении гидрометрических методов измерений и подсчетов в благоприятных для этого условиях.

Необходимо отметить, что точность способа учета стока непосредственно на сооружениях гидроузлов не зависит от таких неблагоприятных факторов, как зарастание русла растительностью, наличие ледяных образований, неустойчивость русла, явления переменного подпора и т. п., которые существенно снижают точность и требуют учащения гидрометрических измерений, усложняют все подсчеты и делают их более трудоемкими.

Ряд мероприятий, проведенных в последние годы Главным управлением гидрометслужбы и Государственным гидрологическим институтом, имеет своей задачей расширить и улучшить изучение режима зарегулированных рек в целях более полноценного гидрометеорологического обслуживания хозяйственных организаций, связанных с использованием водных ресурсов этих рек и с эксплуатацией водохранилищ.

В числе этих мероприятий предусматривается более широкое использование сооружений гидроузлов в качестве водомеров, более широкое участие органов Гидрометслужбы в организации, налаживании и контроле необходимых наблюдений на гидроузлах в целях учета стока на них и опубликование результатов наблюдений в ежегодниках.

III Всесоюзный гидрологический съезд отметил в своих решениях, что учет стока воды на гидротехнических сооружениях является наиболее рациональным методом гидрометрии на зарегулированных реках и рекомендовал Гидрометслужбе принять более активное участие в деле учета стока на крупных и малых ГЭС.

Учет стока непосредственно на сооружениях гидроузлов обеспечивает не только продолжение изучения стока рек в условиях зарегулированного их режима, что необходимо в интересах обслуживания народного хозяйства гидрологическими данными, но, что не менее важно, позволяет получить точные данные о стоке в целях полноценного использования запасов воды и повышения эффективности работы ГЭС.

Особенно важной и ответственной представляется организация и надлежащая постановка учета стока воды на сооружениях гидроузлов, образующих крупные водохранилища.

Расход воды через сооружения гидроузла является основной составляющей расходной части водного баланса водохранилища. При каскадном расположении водохранилищ на реке (рр. Волга, Днепр и др.) расход через сооружения выше расположенного гидроузла является также основной составляющей приходной части водного баланса нижележащего водохранилища. Таким образом, составление водного баланса водохранилищ в целях учета запасов воды и планирования выработки ГЭС в основном опирается на сведения о расходах воды через сооружения гидроузлов, а точность исчисления баланса будет в основном определяться точностью учета стока на сооружениях.

Густая сеть гидроэлектростанций, особенно малых, ставит задачу рационального их использования в деле изучения режима рек и учета речного стока в связи с общими вопросами планирования и развития сети гидрологических постов.

Организация и проведение учета стока воды на сооружениях имеют свою специфику в отношении крупных и малых ГЭС. На крупных ГЭС дирекция имеет специальные производственные подразделения или отдельных лиц, на обязанности которых лежит учет стока на всех сооружениях гидроузла. В этом случае задачей гидрологов Гидрометслужбы является осуществление планомерного контроля за правильностью постановки учета стока, оценка надежности получаемых материалов в зависимости от принятой на ГЭС методики, выработка совместных с персоналом ГЭС предложений по уточнению методики и повышению качества результатов в соответствии со спецификой сооружений и режима эксплуатации, подготовка к печати данных по стоку через сооружения.

На малых ГЭС, как правило, нет персонала, способного организовать и вести непрерывный учет стока через сооружения. Здесь роль гидрологов Гидрометслужбы более разнообразна и ответственна. Гидролог по состоянию сооружений и оборудования должен оценить возможность организации учета стока и получения надежных материалов на данной ГЭС; установить, чаще всего путем тарировки, водопропускные характеристики турбин и водосбросных отверстий, организовать наблюдения и тщательную запись времени работы агрегатов, их мощности в различные интервалы времени, режима работы водосбросных отверстий; установить устройства для измерения высоты уровня верхнего и нижнего бьефов; проинструктировать дежурный персонал и осуществлять контроль за качеством наблюдений и тщательностью всех записей.

Вся обработка материалов, т. е. вычисление средних суточных расходов на основании водопропускных характеристик и записей о режиме работы агрегатов и водосбросных отверстий, а также подготовка материалов к опубликованию в ежегодниках являются обязанностью гидролога.

Новизна дела учета стока на ГЭС в современных условиях, прямая заинтересованность гидрологов Гидрометслужбы в надлежащей постановке учета стока, а также необходимость выработки четкой и в то же время гибкой методики, основанной на дифференцированном подходе, учитывающем специфику работы ГЭС и сооружений, определили необходимость подготовки соответствующего пособия для гидрологов Гидрометслужбы. Эта необходимость определилась также как общей недостаточностью сведений по данному вопросу, сообщаемых студентам вузов, готовящих кадры гидрологов для Гидрометслужбы, так и разбросанностью этих сведений по различным предметам теоретического курса.

Таким пособием, содержащим необходимый минимум сведений по гидроэнергетике и гидравлике применительно к вопросам учета стока на гидроузлах и излагающим накопленный опыт в деле учета стока на крупных и малых ГЭС, является данная книга. Она составлена в отделе гидрометрии Государственного гидрологического института канд. геогр. наук А. М. Гавриловым (главы I, II и IV), канд. геогр. наук К. С. Кабановой (глава III), К. С. Кабановой и канд. техн. наук А. К. Проскураковым (глава V) под редакцией А. К. Проскуракова.

Составители выражают благодарность инж. Г. Г. Горбуну, давшему много ценных указаний, а также инж. И. А. Лебедеву и гидрологу Б. М. Штейнгольцу, просмотревшим работу в рукописи, за полезные советы и замечания.

В составлении ряда схем и примеров и подготовке рисунков принимали участие мл. научный сотрудник Г. К. Холодин, техник Л. Г. Чичерина и ст. техник З. Д. Сергеева.

Глава I

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ПО ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ И ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ

Суммарный расход воды в створе гидроэлектростанции или на гидроузле $Q_{\text{сум}}$ складывается в общем случае из отдельных составляющих расходов воды, отличающихся друг от друга по своему целевому назначению, а также, и прежде всего, по способу их пропуска (прохождения) через створ сооружения.

Выражение для суммарного расхода воды в створе ГЭС может быть написано в следующем виде:

$$Q_{\text{сум}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{щ}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{пр}},$$

где $Q_{\text{т}}$ — расход воды, проходящий через турбины при их работе; $Q_{\text{щ}}$ — расход воды, сбрасываемый через различные водосливные сооружения на плотине ГЭС или вне ее; $Q_{\text{ф}}$ — расход воды, теряемый на фильтрацию через тело плотины (дамбы) и в обход ее и на утечку через неплотности в щитовых затворах и направляющих аппаратах турбин (в периоды, когда турбины не работают); $Q_{\text{пр}}$ — расход воды на прочих потребителей в створе ГЭС или на гидроузле, как-то: на шлюзование, лесосплав, собственные нужды станции.

При учете стока на ГЭС величины отдельных составляющих суммарного расхода воды приходится определять для каждой из них по данным наблюдений и по соответствующей методике. Суммарный расход воды в створе ГЭС получается путем арифметического суммирования расходов воды по отдельным составляющим, что на крупных ГЭС, как правило, производится регулярно за каждые сутки. Для лучшего уяснения существа учета стока на ГЭС и его организации гидрологам совершенно необходимо знать основные сведения по гидроэнергетике, включая общие понятия по использованию водной энергии, параметры и типы ГЭС, состав и назначение сооружений на них, типы турбин, а также гидравлическую основу и практическое приложение определения сбросных расходов воды через водосливные устройства.

В настоящей главе излагаются сведения по гидроэнергетике, необходимые для расчета и определения основной составляющей в суммарном расходе воды в створе ГЭС, которой, как правило, является расход воды через турбины — Q_T .

Во второй главе излагаются сведения по водосливным отверстиям и гидравлическим расчетам, необходимые при работе по определению сбросных расходов воды на ГЭС, т. е. второй составляющей в суммарном расходе — $Q_{ш}$.

Рассмотрение специальных сведений, необходимых для определения фильтрационного расхода воды $Q_{ф}$ и расхода на прочих потребителей $Q_{пр}$ и связанных с определением указанных составляющих, приводится частично в настоящей главе и в большей мере в главах III и IV.

1. ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЭС

Каждый водный поток обладает известной энергией, способной производить механическую работу. Работа определяется, как известно, произведением силы на путь. В водном потоке силой является вес воды, используемый на приведение в движение водяных двигателей, а путем или расстоянием — перемещение воды в направлении силы тяжести. Это перемещение выражается падением уровня воды по длине потока.

Расход воды на каком-либо участке реки, выраженный в весовых единицах, т. е. сила, отнесенная к единице времени и умноженная на падение, выразит валовую работу потока в 1 сек., или валовую мощность потока на рассматриваемом участке. Например, при расходе $1 \text{ м}^3/\text{сек.}$, что составляет по весу 1000 кг/сек. , и падении на участке, равном 1 м , валовая мощность N потока составит:

$$N = 1000 \times 1 \times 1 = 1000 \text{ кгм/сек.},$$

в лошадиных силах ($1 \text{ л. с.} = 75 \text{ кгм/сек.}$)

$$N = \frac{1000 \times 1 \times 1}{75} = 13,3 \text{ л. с.},$$

в киловаттах ($1 \text{ л. с.} = 0,736 \text{ квт}$, или $1 \text{ квт} = 1,36 \text{ л. с.}$)

$$N = \frac{0,736 \times 1000 \times 1 \times 1}{75} = 9,81 \text{ квт.}$$

При обозначении и выражении расхода воды через Q в кубических метрах в 1 сек., а падения через H в метрах общее выражение для валовой мощности потока получается в следующем виде:

в килограммометрах в секунду

$$N = 1000QH \text{ кгм/сек.},$$

в лошадиных силах

$$N = \frac{1000QH}{75} = 13,3QH \text{ л. с.},$$

в киловаттах

$$N = \frac{0,736 \times 1000QH}{75} = 9,81QH \text{ квт.}$$

В СССР мощность выражают в настоящее время почти всегда в киловаттах или мегаваттах (1 мвт = 1000 квт), а за рубежом еще иногда и в лошадиных силах.

В целях использования энергии рек ее сосредоточивают различными способами в определенных местах — в створах рек или обходных каналов у гидроэлектростанций. Установленная мощность ГЭС определяется расчетным расходом воды (Q_p), протекающим через турбины, и сосредоточенным у турбин падением воды, или расчетным напором (H_p).

Используемая на ГЭС мощность всегда будет несколько меньше валовой мощности водотока вследствие потерь энергии при прохождении водного потока через турбинные тракты и в генераторах, а также вследствие потерь на передачу, если турбины и генераторы работают не на одном валу; подобные случаи встречаются в настоящее время почти исключительно на малых ГЭС.

Все потери учитываются введением в формулу валовой мощности коэффициента полезного действия $\eta_{ст}$. Выражение для установленной мощности ГЭС приобретает при этом вид

$$N_y = 9,81\eta_{ст}Q_pH_p \text{ квт.}$$

Q_p — это наибольший расход воды, который в состоянии использовать все турбины ГЭС при одновременной их работе и напоре, равном расчетному. Например, на одной из волжских ГЭС установлено 8 турбин, каждая из которых использует 500 м³/сек. В этом случае $Q_p = 8 \times 500 = 4000$ м³/сек.

Конечно, расчетный расход определяется не числом и пропускной способностью турбин, а, наоборот, первоначально получается на основании энерго-экономических расчетов, куда входят и гидрологические расчеты. Затем по расчетному расходу и расчетному напору подбираются агрегаты. При выборе последних величина расхода может в конечном счете несколько округлиться в ту или другую сторону. Чем больше естественная или искусственная зарегулированность стока, тем меньшей обеспеченности расход может быть принят за расчетный.

Обеспеченность расчетного расхода воды для упомянутой выше ГЭС составляет в многолетнем разрезе примерно 18% (рис. 1).

Величина используемого при эксплуатации ГЭС расхода воды как для отдельных агрегатов, так и в целом по ГЭС

будет, конечно, колебаться в широких пределах в зависимости от напора и режима нагрузки ГЭС.

Расчетный напор выбирается на основании различных технико-экономических соображений, из которых в равнинных условиях важнейшее значение имеют допустимые размеры затопления местности.

При расчетах мощности ГЭС в качестве напора принимается нередко геометрический напор (H_r), или напор брутто,

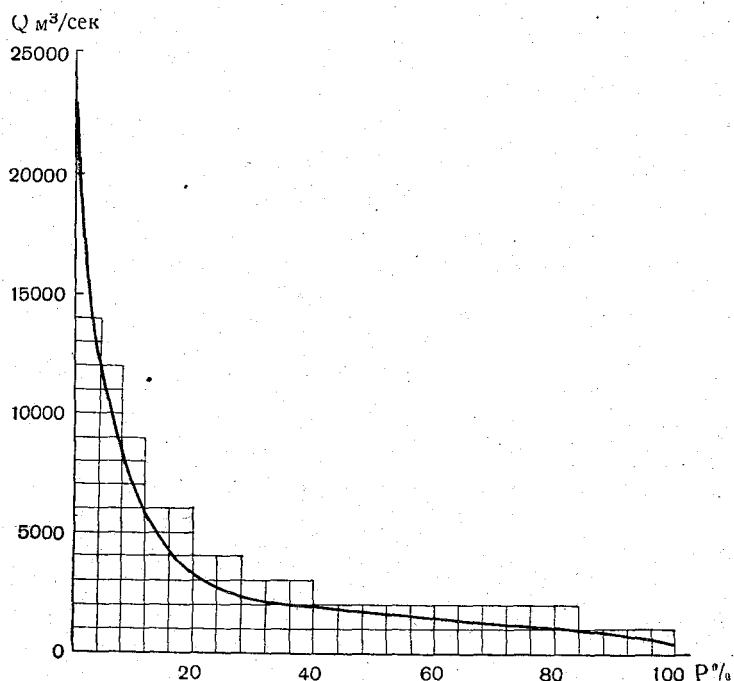


Рис. 1. Кривая обеспеченности среднемесячных расходов воды за 1911—1935 гг.

равный разности уровней верхнего бьефа (НПГ по проекту) и среднего уровня нижнего бьефа в створе будущей ГЭС или в случае подпора от нижерасположенной ГЭС соответствующего среднего подпорного уровня. Фактический напор на ГЭС будет несколько меньшим, чем геометрический напор, вследствие потерь напора на подходе к турбинной камере (эти потери не следует смешивать с потерями в турбинном тракте, начиная от входа в спиральную камеру до выхода из отсасывающей трубы, которые учитываются коэффициентом полезного действия турбины), а также разности скоростных напоров у входа

и сразу по выходе из турбинного тракта. Выражение для полезного напора, или напора нетто, таково (рис. 2):

$$H_n = H_r - \Sigma \Delta h + \frac{v_{вх}^2}{2g} - \frac{v_{вых}^2}{2g},$$

где H_n — полезный напор, H_r — геометрический напор, $\Sigma \Delta h$ — суммарные потери на подходе к турбине, $\frac{v_{вх}^2}{2g}$ — скоростной напор у входа в турбину, $\frac{v_{вых}^2}{2g}$ — скоростной напор у выхода из турбинного тракта (отсасывающей трубы).

Подробнее вопрос об учете потерь напора рассмотрен в главе III. Здесь скажем только, что величина потерь напора

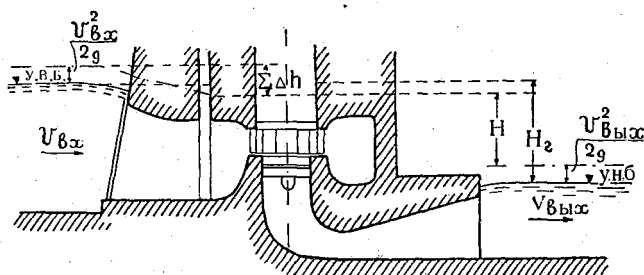


Рис. 2. Напор на турбине.

весьма различна на разных ГЭС и зависит от местных условий. Главной составляющей потерь являются обычно потери за счет перепада на решетках. На некоторых ГЭС эти потери составляют всего несколько сантиметров, на других — достигают десятков сантиметров, а порой даже 1—3 м. В значительной мере учет потерь при выборе расчетного напора зависит и от величины напора. При напорах порядка 15—20 м и выше потери до 20—30 см при выборе расчетного напора не учитываются вполне закономерно. Очевидно, при значительных потерях напора, в первую очередь за счет перепада на решетках, необходим регулярный текущий учет этих потерь [2] на ГЭС с введением соответствующих поправок в величину геометрического напора для каждого гидроагрегата (гидроагрегат — турбина и генератор, рассматриваемые как единая силовая единица) в отдельности, поскольку потери могут быть для разных агрегатов существенно различными. Учет потерь на решетках производится с помощью устанавливаемых на них специальных перепадометров или путем простейшего измерения уровней воды непосредственно выше и ниже решеток. Коэффициент полезного действия гидроэлектростанции $\eta_{ст}$,

входящий в формулу установленной мощности, представляет среднее значение расчетных кпд отдельных гидроагрегатов. При установке на ГЭС турбин и генераторов одного и того же типа и мощности кпд станции $\eta_{ст}$ принимается численно равным кпд гидроагрегата η_a .

Выражение для мощности отдельного гидроагрегата идентично выражению для мощности станции

$$N_a = 9,81 \eta_a Q \cdot H$$

только Q представляет здесь расход воды через один агрегат. Коэффициент полезного действия гидроагрегата η_a представляет произведение коэффициентов полезного действия турбины η_t и генератора η_r

$$\eta_a = \eta_t \eta_r$$

Коэффициент полезного действия турбины учитывает ту (в современных турбинах небольшую) часть энергии, которая теряется при прохождении воды через собственно турбинный тракт (спиральная камера, направляющий аппарат, рабочее колесо, отсасывающая труба) на преодоление гидравлических и механических сопротивлений в нем. Значения η_t у современных крупных турбин при оптимальном режиме достигают 0,92—0,94 (подробнее см. стр. 38).

Выражение для мощности на валу турбины получает вид

$$N_t = 9,81 \eta_t QH.$$

Часть энергии, переданной с турбины на генератор, теряется в генераторе; обычные значения η_r у крупных современных генераторов равны 0,94—0,97. В результате выражение для мощности на зажимах генератора принимает вид

$$N_r = 9,81 \eta_t \eta_r QH.$$

При значениях η_t порядка 0,92 и $\eta_r = 0,95$ имеем

$$N_r = 8,5QH = kQH,$$

где k является коэффициентом пропорциональности между мощностью и произведением расхода и напора и служит для общих оценок величин кпд агрегата при известных текущих значениях N , Q и H и различных режимах работы агрегата.

У малых турбин кпд почти всегда несколько меньше, чем у больших. Кроме того, на малых ГЭС в случаях работы турбин и генераторов с передачей, а не на одном валу приходится вводить коэффициент полезного действия передачи η_n . Тогда выражение для мощности на зажимах генератора примет вид

$$N_r = 9,81 \eta_t \eta_n \eta_r QH;$$

при η_r порядка 0,80—0,85, η_n равном 0,95 и η_r порядка 0,93—0,95 имеем для малых ГЭС

$$N_r = 7,0 - 7,5QH.$$

Выработку электроэнергии на ГЭС принято выражать в киловатт-часах (квт-ч). Выработка за какой-либо период, например за год, получается как сумма или интеграл выработок за все отдельные периоды, в которые мощность ГЭС была различной в зависимости от колебаний величин QH и КПД,

$$A = \int_0^t 9,81 \eta_r \eta_n QH dt \text{ (квт-ч)}.$$

Годовая выработка на крупных ГЭС выражается в сотнях миллионов и в миллиардах киловатт-часов. Например, выработка Волжской ГЭС имени В. И. Ленина при мощности $2,1 \cdot 10^6$ квт составит $11,0 \cdot 10^9$ квт-ч. Частное от деления годовой выработки на установленную мощность ГЭС дает среднее число часов работы в году на 1 квт установленной мощности ГЭС. Для Волжской ГЭС это число составит $\frac{11,0 \cdot 10^9}{2,1 \cdot 10^6} \approx 5250$ час.

Поскольку в году 8760 часов, число рабочих часов на 1 квт установленной мощности не может превышать 8760. Это число на крупных ГЭС изменяется в очень широких пределах (от 3000 до 7000 часов) и определяется целым рядом факторов энерго-экономического порядка. При заниженной установленной мощности ГЭС, т. е. при выборе заниженной величины расчетного расхода воды, можно получить большее число часов работы на 1 квт установленной мощности в год

$$t = \frac{\Sigma A}{N}$$

(где t — число часов, ΣA — годовая выработка в квт-ч, N — установленная мощность в киловаттах), чем получилось бы при правильно выбранной мощности, причем выработка в первом случае была бы меньше, чем во втором.

Пример. Малая ГЭС при $N_y = 1000$ квт вырабатывает в год $\Sigma A = 7\,000\,000$ квт-ч, что дает число часов на 1 квт $t = 700$ час.

После переоборудования получено при $N' = 2000$ квт $\Sigma A' = 10\,000\,000$ квт-ч и $t' = 5000$ час.

Во втором варианте ГЭС может быть рентабельнее, чем в первом. Оценивать правильность выбора установленной мощности ГЭС и ее рабочую эффективность по числу часов работы на 1 квт установленной мощности является ошибочным, хотя на малых ГЭС такого рода оценка еще нередко производится.

Показателем эффективности самой ГЭС и ее работы в различные периоды может служить удельный расход воды $q_{уд}$.

представляющий объем воды, затрачиваемый на выработку 1 квт-ч энергии,

$$q_{уд} = \frac{\Sigma Q}{\Sigma A} \frac{м^3}{квт-ч}$$

На крупных ГЭС в настоящее время $q_{уд}$ вычисляется на каждый день и строится график его изменения во времени. Осредненным показателем является значение $q_{уд}$ за год. При вычислении $q_{уд}$ можно брать ΣQ как полный объем воды, прошедший через створ ГЭС за тот или иной период времени, т. е. включая сбросы, или же как объем воды, соответствующий только полезному стоку, проходящему через турбины. Для оценки общей рентабельности ГЭС, т. е. степени использования ею водотока, следует вычислять $q_{уд}$ по полному стоку, но на действующих ГЭС обычно вычисляют $q_{уд}$ только по полезному объему. В таком случае $q_{уд}$ служит показателем эффективности работы турбины, не характеризуя степени использования водотока.

При использовании $q_{уд}$, вычисленного по полному стоку, для характеристики общей рентабельности ГЭС и при сравнении различных ГЭС по этому показателю необходимо приведение их к одному напору, так как чем больше расчетный или фактически используемый напор на ГЭС, тем больше будет и ее выработка независимо от полезного расхода воды. В качестве примера в табл. 1 приведены среднегодовые $q_{уд}$ и приведенные к одному напору $q' = q_{уд}H$ для ряда крупных и малых ГЭС.

Таблица 1

ГЭС	N_y		H м	ΣA 10 ⁹ квт-ч	ΣQ 10 ⁹ м ³	t час.	$q_{уд}$ м ³ /квт-ч	$q' = q_{уд}H$
	10 ⁶ квт	10 ³ квт						
Волжская им. Ленина . . .	2,1	—	19	11,0	241	5250	21,9	416
Волховская . . .	0,06	60	10,5	0,38	22	6300	58,0	609
Кегумская . . .	0,07	70	15	0,50	17,5	7100	35,0	525
Рыбинская . . .	0,33	330	15	1,03	32,0	3100	31,0	455
Белогорская (р. Ордеж) . . .	—	0,2	4	0,001	0,17	5000	170	680

Из табл. 1 видно, что наименьший объем воды (с учетом напора) на единицу выработанной энергии затрачивается на Волжской и Рыбинской ГЭС благодаря высокому зарегулированию стока. Более высокие значения q' на Волховской ГЭС объясняются большими весенними сбросами. Показателем

152390

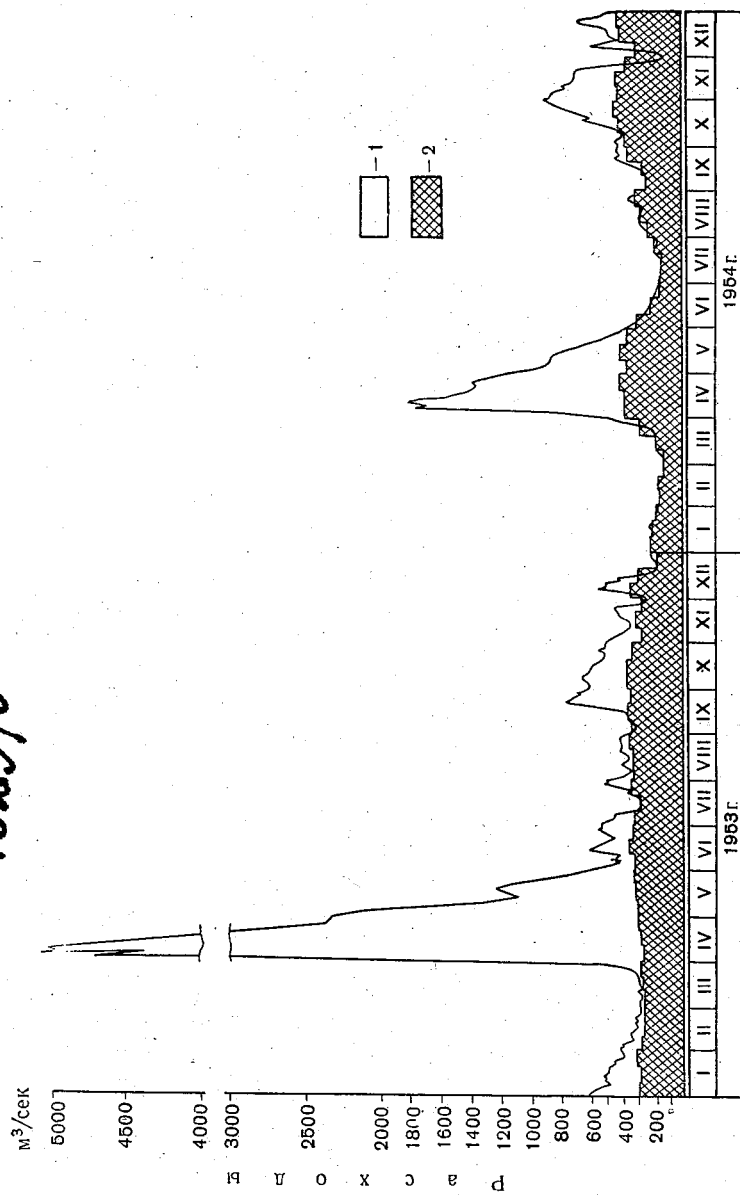


Рис. 3. Гидрографы полного и полезного стока.
1 — полный сток, 2 — полезный сток.

2 Заказ № 243

БИБЛИОТЕКА
Ленинградского
Гидрометеорологического
Института

использования водотока служит также коэффициент использования стока

$$k_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{пз}}}{Q_{\text{пл}}},$$

где $Q_{\text{пз}}$ — средний полезный расход воды через турбины ГЭС за какой-либо период времени и $Q_{\text{пл}}$ — средний полный расход в створе ГЭС за тот же период.

Данные о полном и полезном стоке должны входить в отчет по ГЭС, причем желательно давать их в виде отчетных годовых гидрографов (рис. 3), на которые дополнительно наносятся графики $k_{\text{исп}}$.

Если на эти графики еще нанести выработку энергии, то можно весьма наглядно и просто видеть степень увязки работы ГЭС с гидрологическим режимом в том или ином году, а также в разные годы (см. пример и рис. 147 в гл. IV).

На крупных ГЭС с регулярным учетом стока отдельные данные о полном и полезном стоке легко получить из суточных и месячных ведомостей выработки стока.

На малых ГЭС, где учет стока налажен только на единичных объектах, работа ГЭС ведется, как правило, без гидрологического контроля, который во многих случаях мог бы выявить и выправить неправильность в эксплуатации ГЭС или доказать необходимость ее переоборудования (увеличения мощности) в целях повышения эффективности.

Из изложенного видно, как важно располагать гидрологическими показателями работы ГЭС в интересах энергетики, а следовательно, насколько необходим и в этом отношении точный и регулярный учет стока на ГЭС как крупных, так и малых.

2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Из выражения для мощности видно, что одну и ту же мощность можно получить при большом расходе воды и малом напоре или при малом расходе воды и большом напоре. На равнинных реках мощность получается в основном за счет расходов воды, а на горных реках — за счет падения. Последнее представляет большие преимущества в экономическом отношении и в отношении территориальной сосредоточенности запасов водной энергии. В горных районах запасы водной энергии относительно много выше, чем в равнинных.

Для примера использования водной энергии на равнине и в горном районе можно сравнить параметры одинаковых по мощности гидроэлектростанций: равнинной Рыбинской ГЭС на Волге и одной горной ГЭС на Кавказе. Рыбинская ГЭС имеет мощность 330 000 квт (330 мвт) при напоре 15 м и расходе воды 3000 м³/сек. Для ГЭС такой же мощности на Кавказе

при напоре 400 м расход воды составляет всего около 100 м³/сек.

В высокогорных районах для получения крупных мощностей иногда достаточно расходов воды в несколько кубических метров в секунду. Например, ГЭС Шандолин на р. Диксенс в Швейцарии при мощности 126 000 квт (или 126 мгвт) использует напор в 1750 м и расход воды всего 8,5 м³/сек.

Указанное не означает, что при любых условиях использование водной энергии должно ограничиваться по преимуществу горными районами. Там, где запасы водной энергии даны природой, главным образом на равнине и притом в огромных размерах, эти запасы должны разумно использоваться. Так и поступают у нас в СССР.

Валовые запасы водной энергии в СССР, отнесенные к расходам воды 50%-ной обеспеченности, оцениваются в настоящее время в 500 млн. квт. Эта цифра во всяком случае не преувеличена. Около 80% запасов энергии падает на Сибирь. По настоящее время в СССР сооружено примерно 90 крупных и около 6000 малых ГЭС. Крупнейшие ГЭС в СССР сооружены и строятся на равнинных реках — Волге, Днепре, Ангаре, Енисее, Оби. В 1958 г. полностью закончено строительство Волжской гидроэлектростанции имени В. И. Ленина — самой мощной действующей электростанции в мире. Строящиеся Братская ГЭС на р. Ангаре ($N=4,0 \cdot 10^6$ квт) и Красноярская на р. Енисее ($N=4,5 - 5,0 \cdot 10^6$ квт) в два раза превышают мощность Волжской ГЭС. На р. Ангаре может быть сооружен каскад ГЭС мощностью порядка $10 \cdot 10^6$ квт и на Енисее — порядка $20 \cdot 10^6$ квт. Составлена схема использования гидроэнергии р. Лены, согласно которой возможно сооружение 10 ГЭС общей мощностью около $14 \cdot 10^6$ квт.

3. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЭС

В техническом обиходе и в технической литературе ГЭС принято классифицировать главным образом по мощности, напору и по способу получения напора. В ГОСТ 3315—46 ГС приведена следующая классификация ГЭС по мощности и годовой выработке:

- класс 1: $N > 250$ тыс. квт, $A > 1$ млрд. квт-ч,
- » 2: $N = 25 - 250$ тыс. квт, $A = 100$ млн. — 1 млрд. квт-ч,
- » 3: $N = 1 - 25$ тыс. квт, $A = 4 - 100$ млн. квт-ч,
- » 4: $N = 0,1 - 1$ тыс. квт, $A = 0,4 - 4$ млн. квт-ч,
- » 5: $N < 0,1$ тыс. квт, $A < 0,4$ млн. квт-ч.

Из неофициальных классификаций приведем следующие.

Разряды ГЭС по мощности:

- крупные > 100 тыс. квт,
- средние — 20—100 тыс. квт,
- малые < 20 тыс. квт.

В рамках малых ГЭС дается еще такая классификация:

крупные малые ГЭС > 1000 кВт,
средние малые ГЭС — 250—1000 кВт,
мелкие малые ГЭС < 250 кВт.

Разряды ГЭС по напору:

высоконапорные > 50 м,
средненапорные — 20—50 м,
низконапорные < 20 м.

Указанные пределы в известной мере условны и с развитием гидротехнического строительства изменяются. Волховская ГЭС в 1926 г. считалась крупной, в 1958 г. она относится к средним. В СССР преобладают высоко-, средне- и низкона-

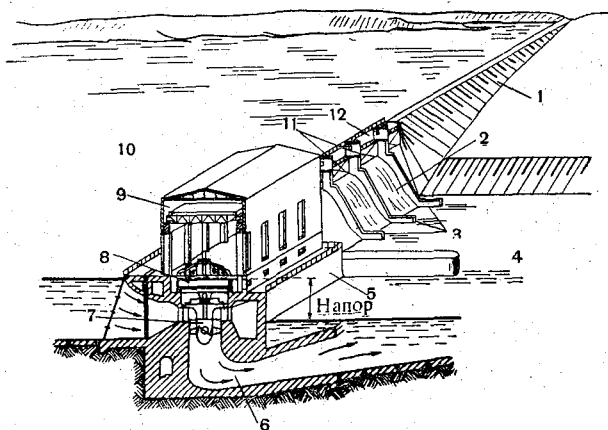


Рис. 4. Русловая приплотинная ГЭС.

1 — глухая земляная плотина, 2 — водосливная бетонная плотина, 3 — бычки, 4 — нижний бьеф, 5 — здание гидростанции, 6 — отсасывающая труба, 7 — турбина, 8 — генератор, 9 — мостовой кран, 10 — верхний бьеф, 11 — затворы, 12 — мост.

порные ГЭС, и, кроме того, для нашей гидроэнергетики в силу обширности территории характерно наличие большого числа малых ГЭС — естественных источников рассредоточенной по огромной территории энергии.

Глубокое гидротехническое (инженерно-строительное) и, пожалуй, также географическое обоснование имеет классификация ГЭС по способу получения напора.

Разряды ГЭС по способу получения напора:

Русловые (приплотинные) ГЭС — напор образуется за счет подпора воды плотиной; здание ГЭС практически располагается в одном створе с плотиной (рис. 4). Сооружаются в условиях равнинной местности. Крупнейшие ГЭС в СССР — на равнинных реках — являются русловыми.

Смешанные ГЭС — напор образуется как плотиной в русле реки (обычно в меньшей степени), так и за счет разности в падении на реке и в обходном канале (деривации), отводящем воду к зданию ГЭС (рис. 5).

Деривационные ГЭС — напор образуется за счет выигрыша в падении на деривационном канале (трубопроводе, тоннеле) или за счет разности отметок двух соседних рек.

На практике смешанные ГЭС называют деривационными, они преобладают в горных местностях.

Русловые ГЭС еще недавно носили название приплотинных. В настоящее время эти станции разделяют на две группы: 1) приплотинные и 2) совмещенные, или водосливные.

На совмещенных ГЭС, которые в послевоенный период получили у нас известное распространение (13 объектов), водосливные отверстия частично или полностью совмещены со зданием ГЭС и располагаются в одних случаях в виде поверхностных водосливов над машинным залом (Камская, Кайракумская ГЭС), а в других — как донные и боковые напорные водосбросы, в тесном соприкосновении с турбинными трактами (Дубоссарская, Иркутская, Каховская ГЭС и др.).

К достоинствам этих станций относят возможность сократить длину водосливного фронта, а иногда вовсе отказаться от водосливной плотины (Камская, Иркутская, Кайракумская ГЭС и др.).

Кроме того, на совмещенных ГЭС достигается так называемый эжекционный эффект, выражающийся в понижении пьезометрического напора у устья отсасывающих труб вследствие отгонного действия сбросных вод на уровень воды в нижнем бьефе, непосредственно у турбин. Указанным преимуществам противостоят, однако, и крупные недостатки в виде конструктивных ухудшений, реальной опасности фильтрации воды в помещении для агрегатов и отрицательного влияния больших скоростей течения у входов в водосбросы на величину расхода воды и мощность турбин (в случаях донных и боковых водосбросов), сводящего в отдельных случаях на нет эжекционный эффект. Поэтому к сооружению совмещенных ГЭС следует подходить с большой осторожностью [10].

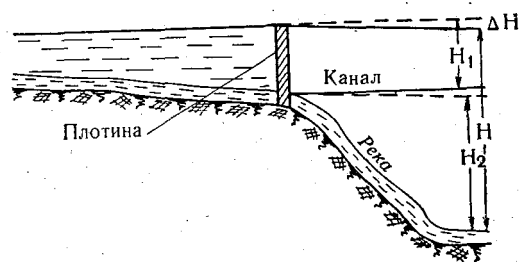


Рис. 5. Смешанная плотинно-деривационная установка.

$$H = H_1 + H_2; \quad H_1 — \text{напор за счет плотины,} \\ H_2 — \text{напор за счет канала.}$$

Заметим, что на совмещенных ГЭС, даже при отсутствии водосливной плотины, имеется глухая плотина или дамба, расположенная в одном створе с совмещенным зданием ГЭС. Очевидно, по этому основному признаку совмещенные ГЭС остаются приплотинными.

Помимо указанных признаков, классифицируют ГЭС еще по степени зарегулирования стока (с многолетним, годичным,

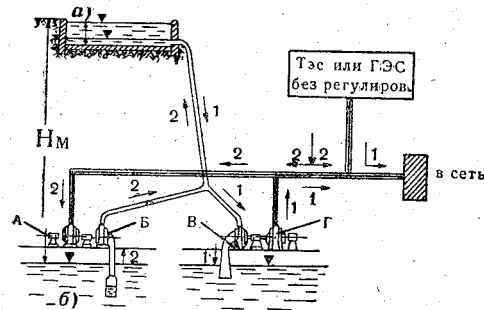


Рис. 6. Схема основного устройства турбонасосной ГЭС.

1 — подача воды и энергии на сеть, 2 — подача энергии и перекачка воды для аккумуляирования ее в верхнем водохранилище. А — мотор, Б — насос, В — турбина, Г — генератор. а — верхнее водохранилище или озеро, б — нижнее водохранилище.

какой-либо соседней силовой станции данной энергосистемы (главным образом ночью или в дни пониженной нагрузки) (рис. 6). Подземные станции представляют деривационные ГЭС с расположением здания ГЭС под землей.

4. СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ НА ГЭС

Русловая приплотинная ГЭС. Сооружения сосредоточены в одном узле. К ним относятся: здание ГЭС с водоподводящим и водоотводящим каналами, плотина, дамбы, шлюзы, плотоходы и пр. (рис. 7).

Здание ГЭС обычно располагается у одного из берегов реки, чаще всего под прямым углом к ее оси; иногда оно отделяется от берега шлюзом. Длина здания определяется числом агрегатов, располагаемых в ряд вдоль него (рис. 8).

Водоподводящие, а иногда и водоотводящие каналы представляют для гидрологов особый интерес при организации тарировки ГЭС. Водоподводящие каналы к отдельным турбинам на крупных ГЭС равнинных рек обычно имеют длину 20—30 м и состоят из 2—3 водоводов каждый. Ширина отдельных водоводов на крупных ГЭС 6—10 м (рис. 9). Водоводы разделяются бычками. В подводящих каналах располагаются

решетки, щиты и шандоры, закрывающие доступ воды к турбине в случаях осмотра или ремонта ее, а также при авариях (рис. 10, 11). В пазах или нишах для щитов в стенках канала (бычках водоводов) при тарировках помещают обычно рамы с вертуш-

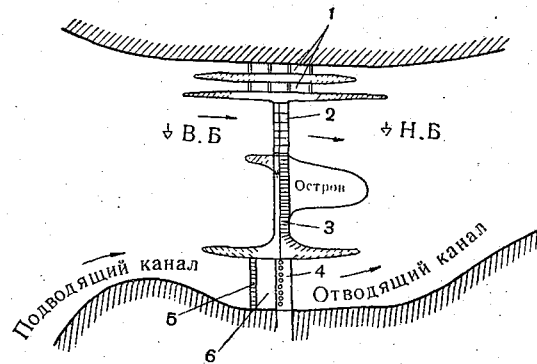


Рис. 7. Схема русловой приплотинной ГЭС.
1 — шлюз, 2 — водосливная бетонная плотина, 3 — земляная плотина, 4 — здание ГЭС, 5 — сороудерживающее сооружение, 6 — аванкамера.

ками, если в проекте тарировки не предусмотрено специального створа на подходе к турбинам. Глубина воды в подводящих каналах зависит от расхода воды; она достигает иногда 25—30 м (Горьковская ГЭС, ГЭС Донзер-Мондрагон на р. Роне и др.) (рис. 11). Тарировки с помощью вертушек становятся трудными уже при глубинах около 20 м.

Водоотводящие каналы у приплотинных ГЭС обычно менее удобны для тарировок главным образом вследствие малой длины и резко выраженного турбулентного характера течения.

Плотины ГЭС в СССР обычно принадлежат к типу щитовых, водосливных, прямых по расположению в плане (рис. 7)

Изогнутые в плане (арочные) плотины встречаются редко (Днепрогэс) (рис. 12), так как они не подходят для условий наших равнинных рек. Водосливные отверстия помещаются при этом в теле плотины. На крупных

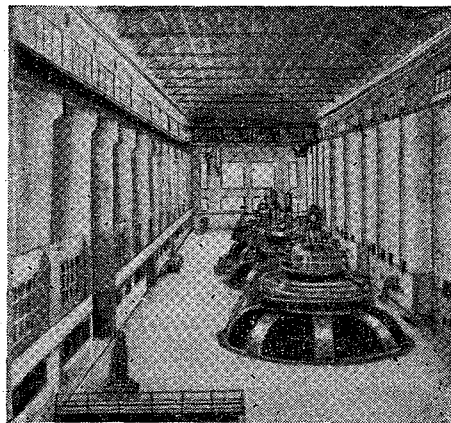


Рис. 8. Машинный зал ГЭС.

приплотинных ГЭС отверстия закрываются преимущественно плоскими щитами, пороги отверстий представляют собой водосливы практического профиля различной формы. В ряде случаев встречаются сегментные, секторные и другие щитовые затворы, иногда по несколько различных типов на одной ГЭС, например на Кегумской ГЭС (о затворах см. гл. 2).

На малых ГЭС преобладают преимущественно плоские щиты — от мелких дощатых, размером $0,8 \times 0,8$ м, до крупных брусчатых, размером $5,0 \times 3,0$ м.

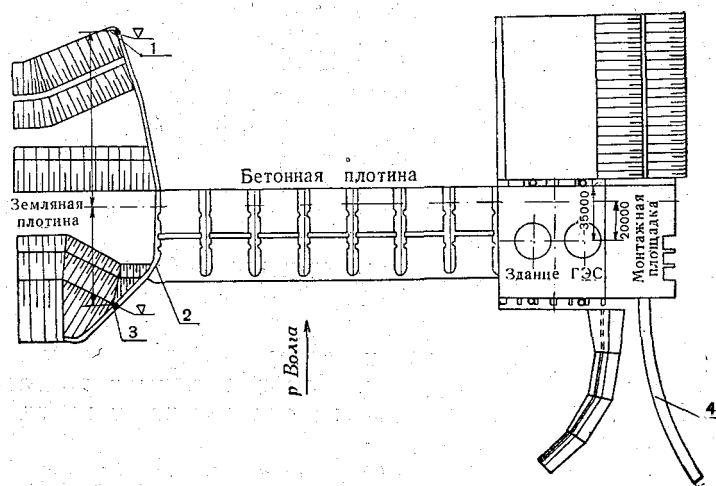


Рис. 9. Русловая ГЭС в плане с показанием расположения водомерных постов.

1 — водомерный пост нижнего бьефа, 2 — сопрягающий устой, 3 — водомерный пост верхнего бьефа, 4 — верхняя эстакада.

На отдельных крупных ГЭС встречаются глухие плотины с переливом воды через гребень. Такова бетонная плотина Волховской ГЭС, в настоящее время имеющая щитовую надстройку с весьма примитивным и в то же время оправдывающим себя устройством в виде системы обычных подпорок.

Дамбы встречаются на многих ГЭС и на реках с широкой поймой имеют большую длину; например, на Горьковской ГЭС длина дамб превышает 12 км.

На некоторых приплотинных ГЭС сооружения могут располагаться в двух местах, например в случае образования крупного водохранилища при слиянии двух рек. Такой случай изображен на рис. 13. Сама ГЭС расположена в устье притока, а плотина, преграждающая русло главной реки, — в 2 км выше ГЭС.

Из прочих сооружений в створе ГЭС шлюзы и плотоходы (рис. 7) обычно примыкают к одному из берегов реки, а рыбоходы бывают расположены и в средней части створа ГЭС.

Русловые совмещенные ГЭС отличаются от обычных приплотинных ГЭС, как уже указывалось выше, тем, что у них часть или все необходимые водосливные отверстия совмещены в одном сооружении с гидроагрегатами.

Пример полностью совмещенной ГЭС представляет Камская ГЭС выше г. Перми. Здание ГЭС встроено в плотину и разделено на 4 блока по 6 агрегатов в каждом (рис. 14). Длина каждого блока около 100 м. Кровля здания между промежуточными бычками служит порогом водосливов, причем над каждым агрегатом располагается водосливное отверстие шириной 12 м в свету с почти горизонтальной площадкой длиной 11 м (рис. 15) в направлении слива.

В машинном помещении довольно ограниченной площади расположены управление и приборы, а сами агрегаты находятся под кровлей как бы под колпаком. Доступ к генераторам для их осмотра и ремонта возможен только через люки в кровле. При работе водосливов на ГЭС достигается эжекционный эффект порядка 0,50—1,00 м (измерения его не налажены), причем благодаря расположению водосливов поверх машинного здания поступление воды в турбины происходит нормально. В подобных беспорных случаях в выражение для полезного напора должна входить величина выигрыша в напоре за счет эжекции

$$H_n = H_r - \Sigma \Delta h + \Delta h_{\text{эж}} + \frac{v_{\text{вх}}^2}{2g} - \frac{v_{\text{вых}}^2}{2g},$$

где все обозначения как и в формуле на стр. 13, а $\Delta h_{\text{эж}}$ — величина эжекционного эффекта.

К зданию ГЭС примыкают русловая и пойменная глухие земляные дамбы и двухниточный шестикамерный шлюз.

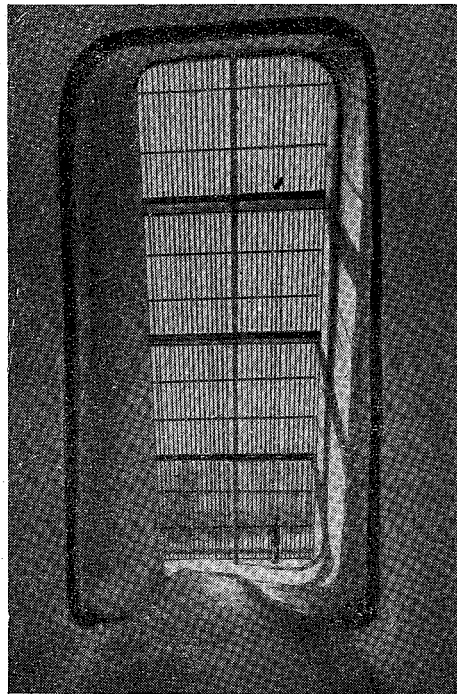


Рис. 10. Водовод к турбине за решетками (вид изнутри).

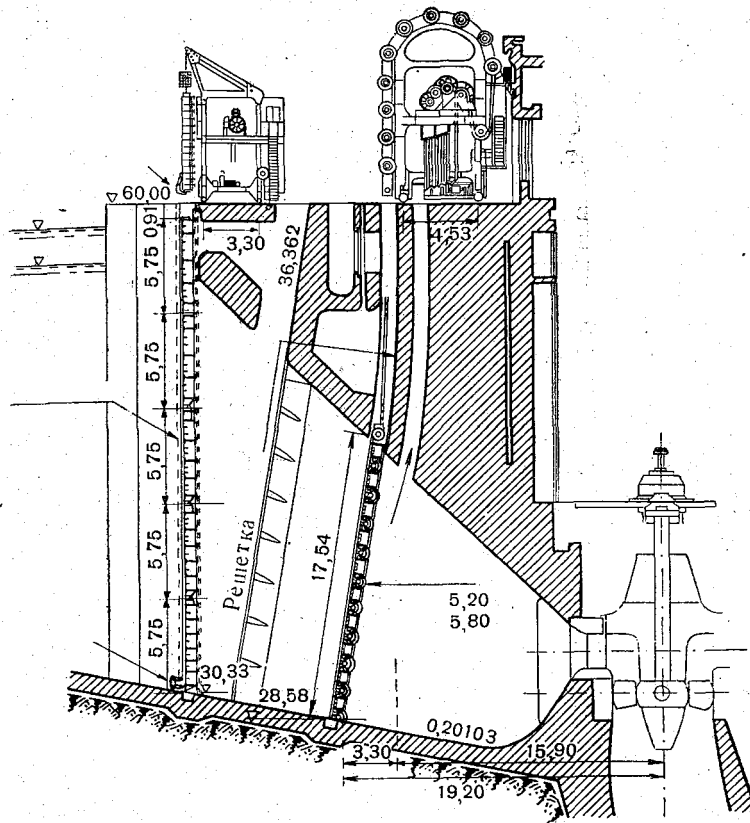


Рис. 11. Продольный разрез по водоводу.

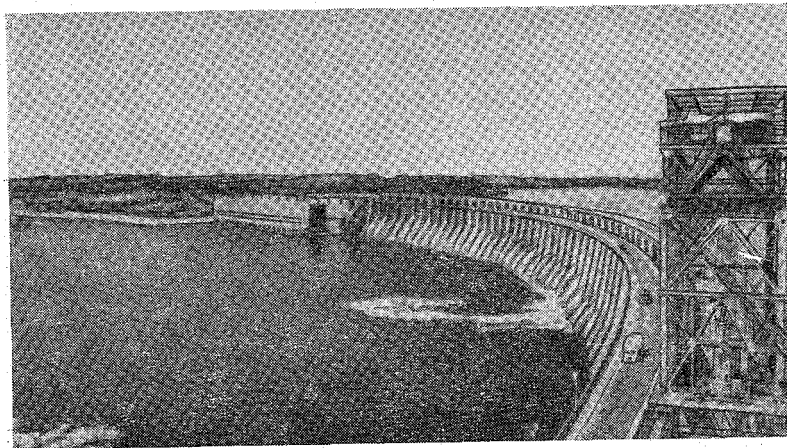


Рис. 12. Днепрогэс (пример криволинейной в плане плотины).

Примером неполностью совмещенной ГЭС является Дубоссарская ГЭС на р. Днестре, где наряду с боковыми напорными водосливами, совмещенными с гидроагрегатами, имеется водосливная плотина обычного типа, способная пропустить около 80% расчетного сбросного расхода воды.

Смешанная и деривационная ГЭС. Сооружения состоят из головного узла, деривации и станционного узла (рис. 16). Головной узел располагается на месте забора воды из реки и состоит из плотины с водосливной частью и головного сооружения (водоприемника) деривации.

В условиях небольших расчетных сбросов на горных реках иногда

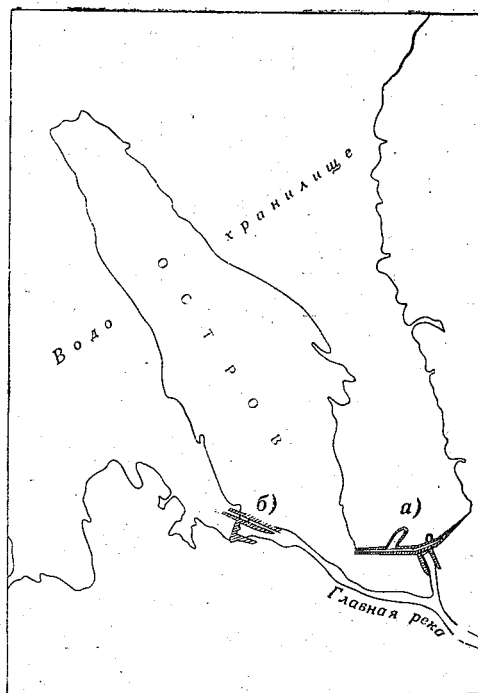


Рис. 13. Схема русловой ГЭС с двумя узлами.

а — здание ГЭС, б — плотина.

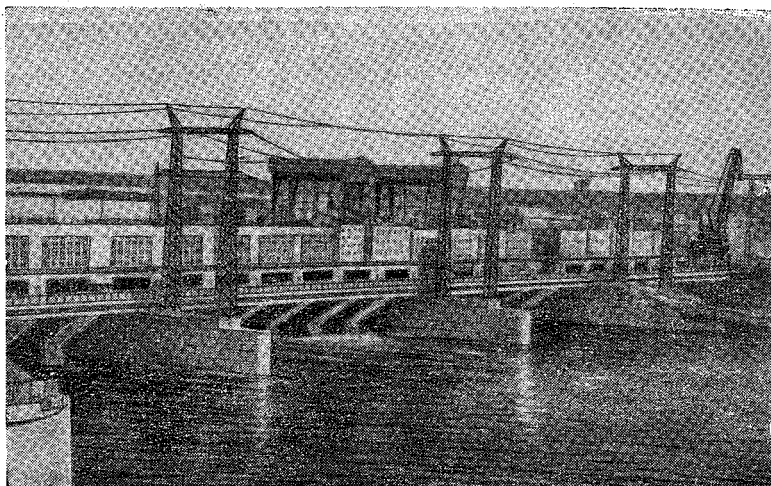


Рис. 14. Совмещенная ГЭС (вид с нижнего бьефа).

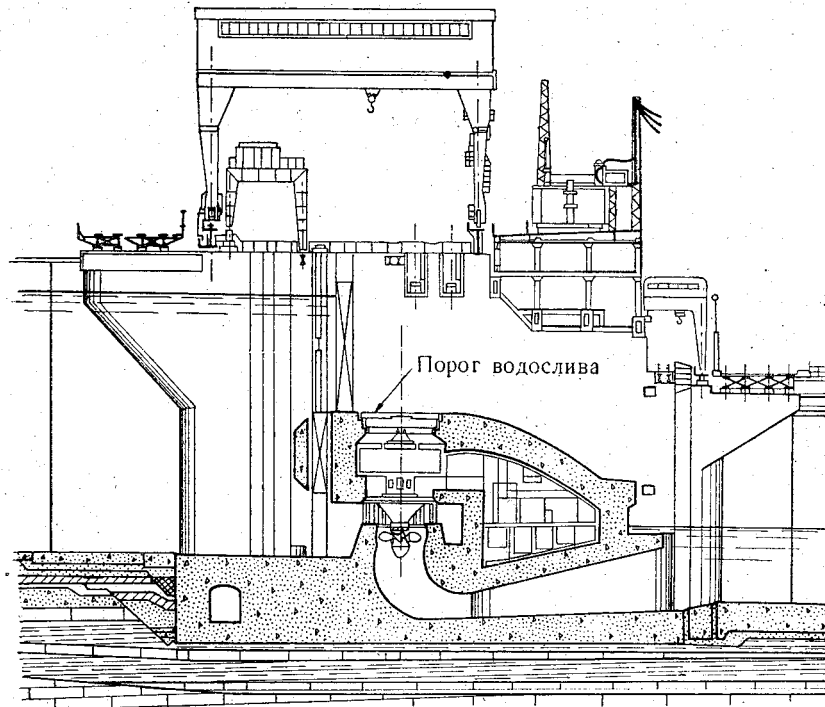


Рис. 15. Разрез по агрегату совмещенной ГЭС с водосливом поверх машинного помещения.

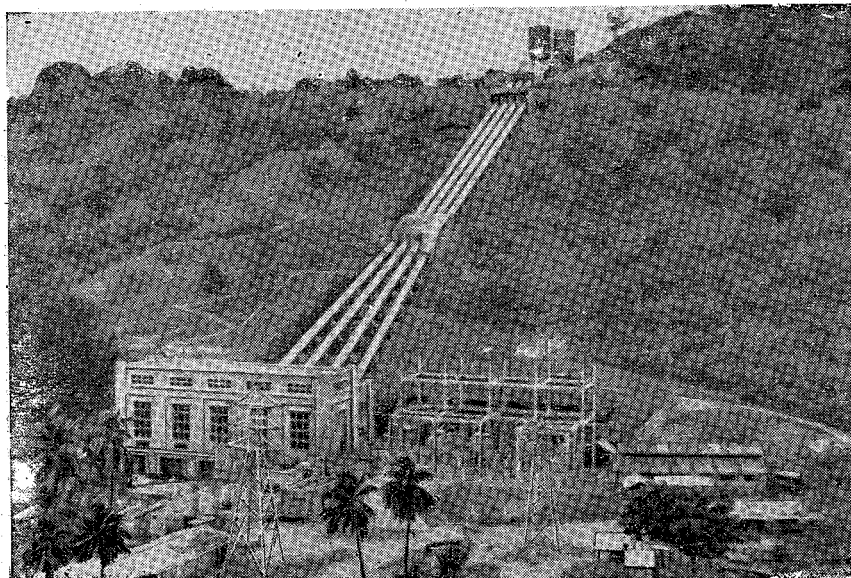


Рис. 16. Станционный узел деривационной ГЭС.

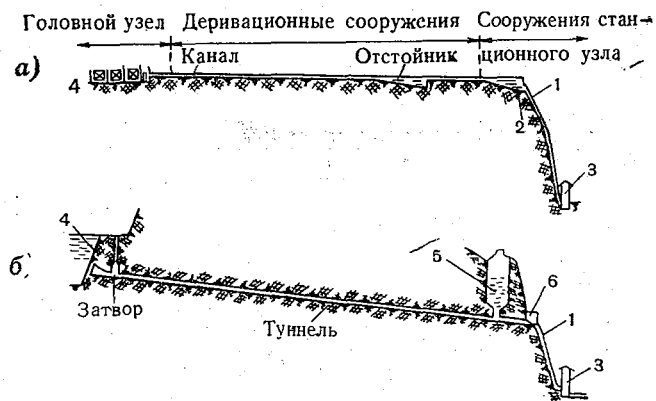


Рис. 17. Разрез по деривации: *а* — безнапорной, *б* — напорной.

1 — турбинный трубопровод, 2 — напорный бассейн, 3 — здание ГЭС, 4 — плотина, 5 — уравнительный резервуар, 6 — помещение затворов.

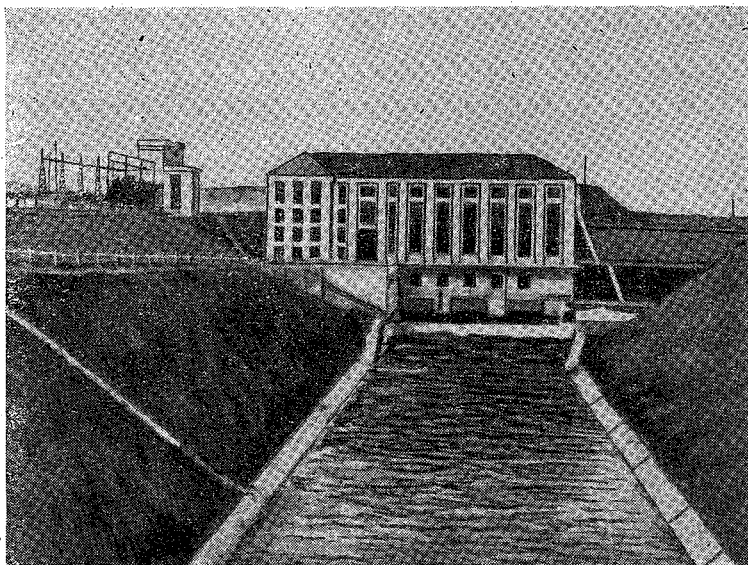


Рис. 18. Отводящий канал деривационной ГЭС.

сооружают глухую плотину, а водосбросы располагают на головном сооружении деривации рядом с водозаборным шлюзом-регулятором и отводят сбросные воды по специальному водоотводу в русло реки ниже плотины. Деривацию различают **безнапорную** и **напорную**. При безнапорной деривации первым звеном ее является открытый канал, кончающийся напорным бассейном, от которого отходит трубопровод к турбинам (рис. 17 а). При напорной деривации вода отводится из реки сразу же под напором тоннелем или трубопроводом, в конце которого сооружается уравнительный бассейн; от него идет трубопровод к турбинам (рис. 17 б). Назначение бассейнов — обеспечивать спокойную работу ГЭС при изменениях напрузки. Станционный узел состоит из здания ГЭС и водоотводящего канала, который на деривационных ГЭС может служить местом для тарировок турбин (рис. 18). Иногда уравнительный бассейн и турбинный трубопровод рассматривают как сооружения, входящие в станционный узел.

5. ОБОРУДОВАНИЕ ГЭС

Оборудование ГЭС состоит из гидроагрегатов и различных приспособлений, устройств и приборов, необходимых для правильной эксплуатации установки. Каждый гидроагрегат состоит из турбины и генератора, на крупных ГЭС работающих, как правило, на одном, обычно вертикальном валу, а на малых ГЭС во многих случаях с механической передачей.

Вспомогательные устройства по их назначению разделяются в основном на следующие группы:

- а) водомерные устройства и расходомеры;
- б) устройства для открытий турбин и управления их работой (комбинаторные устройства);
- в) электроаппаратура.

Водомерные устройства в виде обычных или самопишущих постов располагаются в верхнем и нижнем бьефах, причем при широком фронте ГЭС необходимы самостоятельные посты для плотины и для турбин, а при наличии многих агрегатов — по несколько постов в каждом бьефе (рис. 9). Водомерные посты следует располагать в верхнем бьефе в турбинных водоводах выше решеток, по фронту плотины у берегового устоя и у одного-двух промежуточных быков на расстоянии не менее $3-4H$ от гребня водосливных отверстий, где H — напор на водосливе. Посты в нижнем бьефе следует располагать возможно ближе к выходу воды из отсасывающих труб, насколько это позволяет характер течения. На многих ГЭС уровни с постов передаются автоматически с помощью сельсина (см. приложение 3) на пульт управления, где отмечается и действующий напор. К водомерным устройствам можно отнести перепадомеры, т. е. пьезо-

метрические устройства, измеряющие потери напора на решетках турбин.

Расходомеры, служащие для автоматической регистрации расходов воды через турбины, рассмотрены ниже.

Приспособления для открытий турбин на малых ГЭС представляют собой обычно простые механические устройства в виде системы тяг и рычагов, приводимые в движение вручную; на крупных ГЭС открытие турбин производится с помощью гидравлических сервомоторов, т. е. устройств, действующих силой давления масла. Указатели открытия турбин на малых ГЭС представляют шкалы открытий в условных единицах, помещаемые на ручном регуляторе открытия (см. гл. IV,

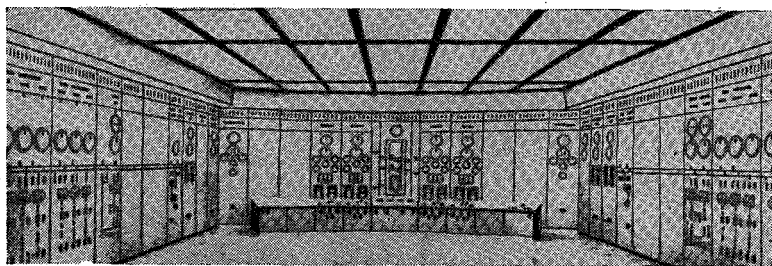


Рис. 19. Пульт управления.

рис. 161); на крупных ГЭС измерения открытия обычно производятся по ходу штока сервомотора.

Комбинаторные устройства служат для регулирования работы определенного типа турбин (поворотно-лопастных) в наиболее выгодном режиме. Они рассмотрены ниже, при описании работы этих турбин.

Измерительная электроаппаратура на ГЭС включает в основном следующие приборы, устанавливаемые для каждого агрегата в отдельности на пульте управления (рис. 19).

1. Вольтметры, регистрирующие междуфазное V_d (линейное) и фазное V_ϕ (между фазой и нулем) напряжение в вольтах. При равномерной загрузке фаз первое в $1,73 (\sqrt{3})$ раза больше второго.

2. Амперметры, учитывающие силу тока I в амперах на каждой фазе.

3. Ваттметры для измерения мощности генератора.

Обычные щитовые ваттметры характеризуются погрешностью в пределах $\pm 2,5\%$, точные ваттметры — до $0,1\%$. На малых ГЭС ваттметры обычно не устанавливаются.

4. Счетчики для измерения выработки. Каждый счетчик включается в сеть через измерительные трансформаторы. Для получения выработки A в киловатт-часах за тот или иной

промежуток времени отсчеты по счетчикам необходимо умножать на переходное число (коэффициент) трансформатора. Счетчики могут быть трехфазные (один на агрегат) и однофазные (три на агрегат). Во втором случае выработка получается как сумма произведений показаний отдельных счетчиков на коэффициенты их трансформаторов. На малых ГЭС коэффициенты трансформаторов однофазных счетчиков имеют иногда разные значения. Счетчики на отдельных малых ГЭС бывают включены неправильно; соответствующий пример разобран в гл. IV.

5. Фазометры, учитывающие величину $\cos \varphi$, или коэффициент мощности генератора, характеризующую отставание кривой тока от кривой напряжения. Величина $\cos \varphi$ зависит от индукции в сети; она приближается к единице при бытовой нагрузке и может падать до 0,7—0,8 при резком преобладании моторной нагрузки.

Фазометры имеются на немногих малых ГЭС. Показания вольтметров (линейного напряжения), амперметров и фазометра позволяют определять мощность на шинах генератора по формуле

$$N_r = 0,001 \sqrt{3} V_n I \cos \varphi \text{ квт,}$$

что на малых ГЭС имеет значение для контроля результатов показаний счетчиков.

Контроль показаний электроприборов и в первую очередь счетчиков на малых ГЭС осуществляется еще с помощью точных контрольно-измерительных приборов (КИП), полный набор которых для одной фазы должен состоять из точных вольтметра, амперметра, ваттметра и фазометра. Эти приборы легко перевозятся одним человеком. Гидрологу при организации учета стока на малых ГЭС иногда требуется проверить надежность показаний электрических счетчиков и правильность включения их в сеть. При этом желательно пользоваться КИПом и уметь включать эти приборы в сеть (см. гл. IV, стр. 270), соблюдая при этом правила техники безопасности.

6. ВОДЯНЫЕ ТУРБИНЫ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Водяные турбины разделяются на две основные группы:

- 1) реактивные,
- 2) активные, или свободного истечения.

Реактивные турбины работают в камерах, заполненных водой (рис. 20), и используют в основном энергию давления и в некоторой степени кинетическую энергию водного потока, т. е. ту часть его энергии, которая приближенно выражается в известном уравнении Бернулли

$$\frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\gamma} + z = H = \text{const}$$

через первый и второй члены.

Активные турбины (рис. 21) вращаются в силу ударного действия струи воды, свободно вытекающей из сопла (или нескольких сопел), т. е. используют только кинетическую энергию водного потока.

Область применения реактивных турбин весьма обширна и охватывает напоры от 2 до 450 м; активные турбины применяются исключительно на высоконапорных горных ГЭС.

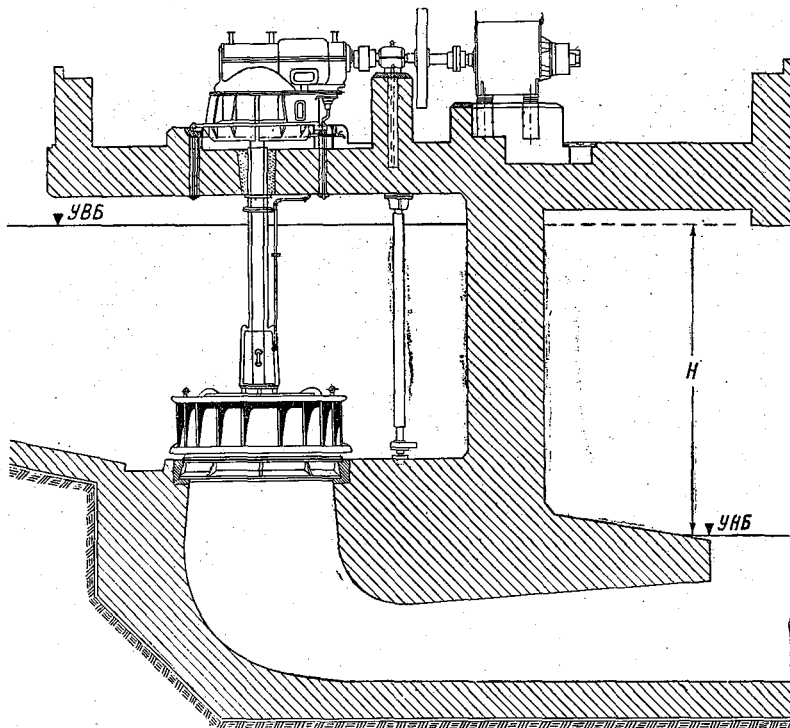


Рис. 20. Разрез реактивной (радиально-осевой) турбины в открытой камере.

В СССР находят применение главным образом реактивные турбины. Они разделяются на две подгруппы:

- а) радиально-осевые турбины (Френсиса),
- б) осевые, или винтовые, турбины, в свою очередь подразделяющиеся на поворотнo-лопастные (Каплана) и пропеллерные.

Радиально-осевые турбины применимы в указанных выше пределах напоров от 2 до 450 м (малых диаметров от 2 до 200 м), поворотнo-лопастные — пока только при напорах до 50 — 70 м.

Турбинный тракт на гидростанциях с крупными реактивными турбинами состоит из спиральной камеры, собственно турбины, состоящей из направляющего аппарата и рабочего колеса, помещаемого, как правило, на вертикальном валу, и отсасывающей трубы, выходящей под уровень воды в нижний бьеф.

Водный поток на пути к турбине переходит из подводящего канала или из трубопровода в спиральную камеру (рис. 22). Спиральная камера прикрепляется к статору турбины по его

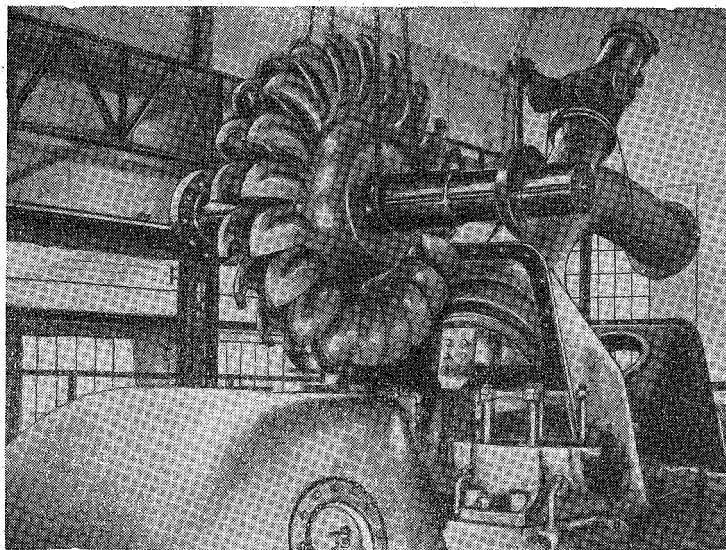


Рис. 21. Активная турбина (колесо Пельтона).

периферии (рис. 23, статор — в центре спиральной камеры). К верхнему кольцу статора крепится крышка турбины. Из спиральной камеры через направляющий аппарат вода поступает на рабочее колесо, а затем через отсасывающую трубу уходит в нижний бьеф. На малых ГЭС вода к турбинам подводится обычно в открытой камере (см. рис. 20).

Разница между радиально-осевыми и осевыми турбинами заключается в том, что в первых изменение направления потока (из радиального в осевое) происходит в рабочем колесе, а в осевых турбинах рабочее колесо находится в области осевого потока (рис. 22). Направляющий аппарат представляет ряд плоских лопаток, расположенных по кругу и скрепленных кольцом (рис. 24). Лопатки раздвигаются и сдвигаются с помощью гидравлического, действующего давлением масла сервомотора (рис. 22). Рабочее колесо представляет ряд лопастей

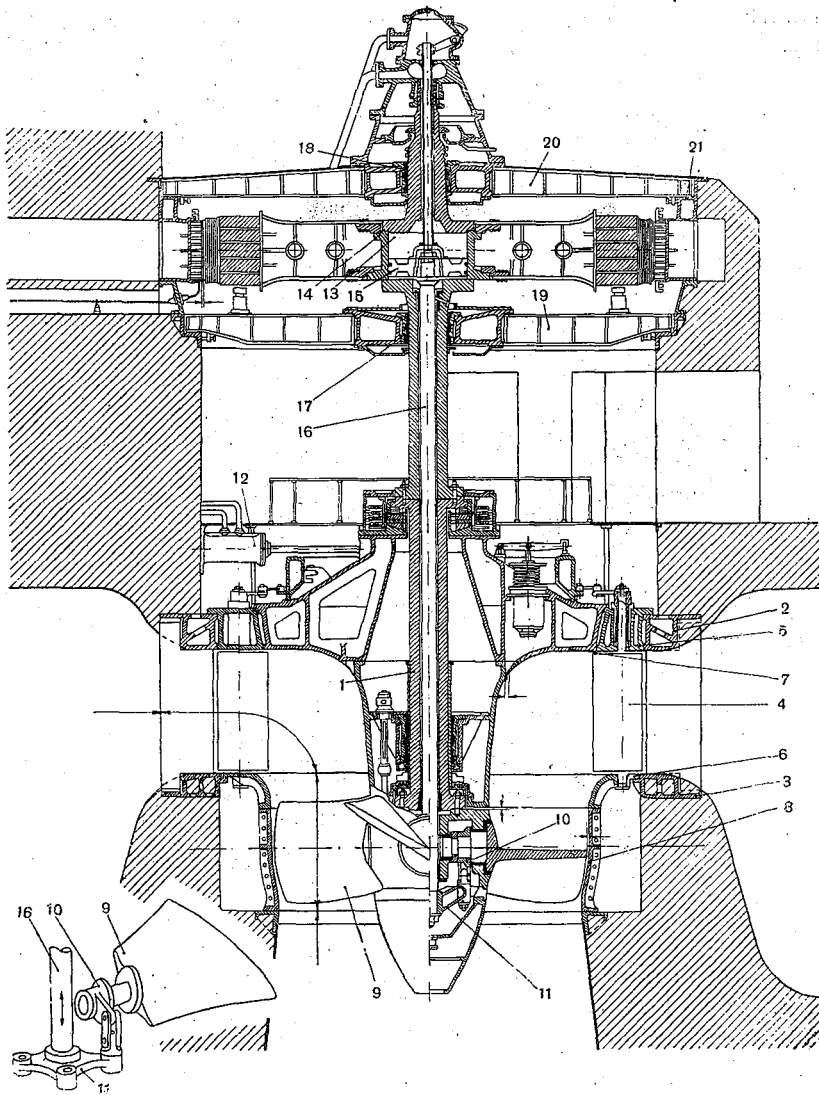


Рис. 22. Поворотно-лопастная турбина (Каплана) на вертикальном валу.
 1 — вал турбины, 2 — верхний обод турбины, 3 — нижний обод турбины, 4 — лопатка направляющего аппарата, 5 — верхнее кольцо направляющего аппарата, 6 — нижнее кольцо направляющего аппарата, 7 — крышка турбины, 8 — камера рабочего колеса, 9 — лопасть рабочего колеса, 10 — рычаг лопасти рабочего колеса, 11 — основание регулятора лопасти рабочего колеса, 12 — сервомотор, управляющий регулировкой направляющего аппарата, 13 — сервомотор для рабочего колеса, 14 — цилиндр сервомотора, 15 — поршень сервомотора, 16 — рычаг для перестановки лопастей рабочего колеса, 17 — нижний направляющий подшипник генератора, 18 — верхний подшипник генератора, 19 — нижняя крестовина, 20 — верхняя крестовина, 21 — корпус генератора.

весьма сложной формы, расположенных по кругу и прикрепленных к валу турбины, который и вращается вместе с рабочим колесом под действием водного потока. У современных

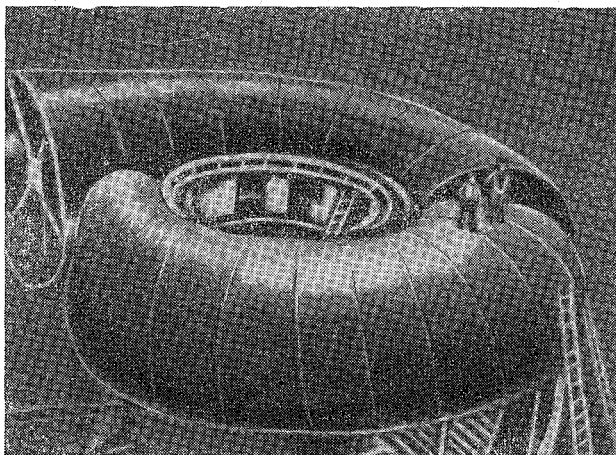


Рис. 23. Спиральная камера турбины.

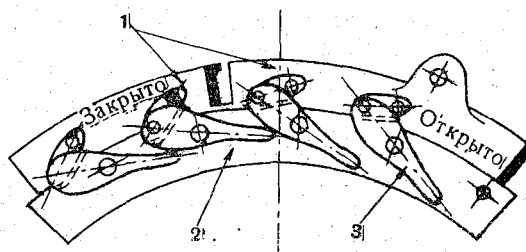


Рис. 24. Регулирование открытия турбины.

1 — подвижное кольцо, 2 — неподвижный обод, 3 — лопатка направляющего аппарата.

гидроагрегатов турбина обычно помещается на одном валу с генератором.

У радиально-осевых турбин лопасти связаны по концам двумя круглыми ободами; у осевых они связаны друг с другом только валом и поэтому придают турбине вид пропеллера (рис. 25). У радиально-осевых и пропеллерных винтовых турбин лопасти рабочего колеса наглухо закреплены на валу, у поворотно-лопастных турбин лопасти рабочего колеса могут переставляться также с помощью специального сервомотора. Последнее является преимуществом поворотно-лопастных турбин,

позволяющим регулировать направление водного потока при прохождении им рабочего колеса так, чтобы потери, в частности на гидравлический удар, были наименьшими. Поворотно-лопастные турбины называют турбинами двойного регулирования. В последнее время разрабатываются конструкции радиально-осевых турбин, допускающие разворот лопастей рабочего колеса. На малых ГЭС при небольших напорах и малых диаметрах турбин (1,0—1,5 м) регулирование открытой турбины до последнего времени производится большей частью с помощью ручного регулятора (рис. 26).

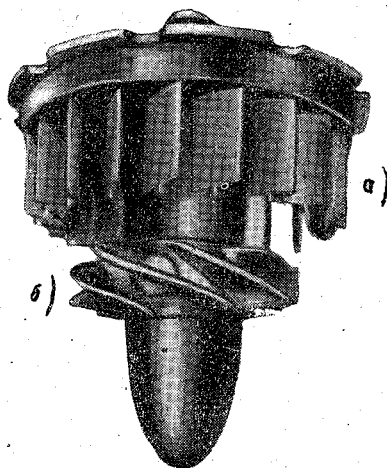


Рис. 25. Поворотно-лопастная турбина.

a — направляющий аппарат, *б* — лопасти рабочего колеса.

Открытия направляющего аппарата *a* выражают в миллиметрах, разворот лопастей рабочего колеса у поворотных турбин — через углы φ , образуемые лопастями с направлением потока ($\varphi = -5^\circ$; $\varphi = 0$; $\varphi = +5^\circ$ и т. д.).

Из активных турбин наибольшее применение находят ковшовые турбины (колесо Пельтона). Роль направляющего аппарата у них выполняет выдвижной конический вентиль в центре сопла.

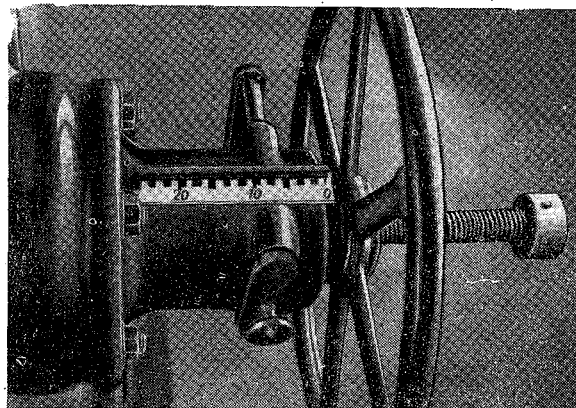


Рис. 26. Ручной регулятор малой турбины.

Кoeffициенты полезного действия поворотных турбин

Кoeffициенты полезного действия поворотных турбин

турбин отличаются наибольшей устойчивостью в широких пределах открытия направляющего аппарата. Поэтому поворотно-лопастные турбины нашли широкое применение на низко- и средненапорных триплотинных ГЭС в равнинных условиях, где главной производной для мощности является расход воды и где колебания расхода воды, а следовательно, и открытия турбины могут быть значительными. Исходя из этого в СССР

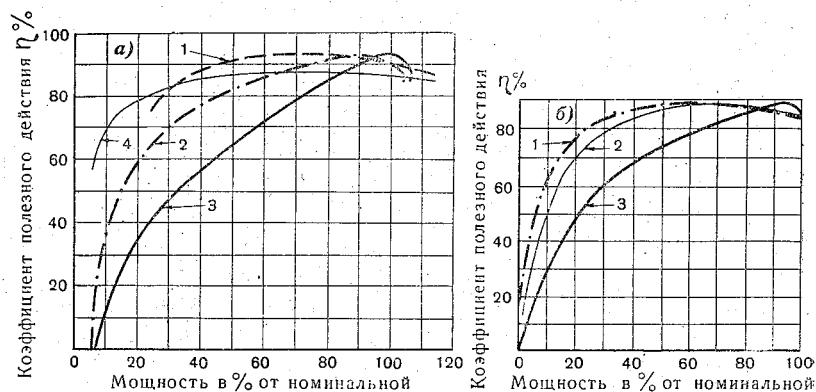


Рис. 27. Рабочие характеристики турбин различных систем.
a — современные мощные турбины, *б* — средние и малые турбины.
 1 — поворотно-лопастная турбина, 2 — радиально-осевая, 3 — пропеллерная, 4 — ковшевая.

на многих равнинных ГЭС, в частности на Волге, установлены поворотно-лопастные турбины.

Значения кпд турбины (η_t) в зависимости от ее открытия у разных типов турбин, по справочным данным, приведены в табл. 2.

На рис. 27 приведены типовые кривые кпд турбин различных типов в зависимости от мощности для современных мощных турбин (*a*) и для турбин средней и малой мощности (*б*).

Таблица 2

Зависимость кпд турбин от открытия
 (средние значения)

Тип турбин	Открытие от полного				
	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Радиально-осевые . . .	0,40	0,73	0,87	0,92	0,88
Поворотно-лопастные . .	0,77	0,89	0,92	0,91	0,88
Пропеллерные	—	—	0,50	0,82	0,86
Активные (Пельтона) . .	0,82	0,88	0,88	0,90	0,89

Указанные справочные данные, хотя бы и в общем их виде, представляют значительный интерес для гидролога. Гидрологу при инспекции учета стока на крупных ГЭС и оценке надежности эксплуатационных характеристик турбин, служащих основанием для вычисления расходов воды через них, всегда следует определять величину КПД турбины по упомянутым характеристикам и сопоставлять ее со справочными данными. Расхождение справочных и определенных по характеристикам КПД может при известных обстоятельствах служить для определения полноценности характеристик.

Турбины различных типов имеют разную быстроходность, которую в общем виде принято характеризовать коэффициентом быстроходности

$$n_s = \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}} \text{ при } N \text{ в л. с.}$$

и

$$n_s = 1,17 \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}} \text{ при } N \text{ в квт.}$$

Величина n_s выражает число оборотов турбины, которая при $H=1$ м развивает мощность в 1 л. с.

Для турбин указанных выше типов характерна быстроходность в следующих пределах:

радиально-осевые $n_s = 50—500$,

осевые $n_s = 300—1100$,

активные (ковшевые) $n_s = 3—30$.

Увеличение быстроходности турбин путем перехода от радиально-осевых к осевым турбинам способствовало увеличению их пропускной способности, которая у современных крупных поворотно-лопастных турбин диаметром порядка 9 м достигает 600—700 м³/сек.

Расход воды через турбину зависит прежде всего от ее открытия, а затем от напора. С изменением расхода воды даже при неизменном напоре изменяется мощность и, таким образом, основные параметры ГЭС — N , Q и H , всегда тесно связанные между собой как для ГЭС в целом, так и для каждого гидроагрегата в отдельности.

Связь N , Q и H для каждой данной турбины может быть представлена в виде расчетного графика. Он необходим для определения расходов воды при регулярном учете стока на ГЭС, если турбины не снабжены надежно работающими расходомерами.

Упомянутый расчетный график или характеристику пропускной способности турбины можно получить двумя путями: 1) на основе данных заводских испытаний модели турбины,

пересчитанных на натурную турбину, 2) путем тарировки турбины.

Модельные испытания турбин производятся в лаборатории завода, изготовляющего турбины. Например, натурная турбина должна обладать полным геометрическим и кинематическим (направления скоростей течения в проточной части) подобием со своей моделью, причем подобие, строго говоря, должно распространяться на весь турбинный тракт, включая отсасы-

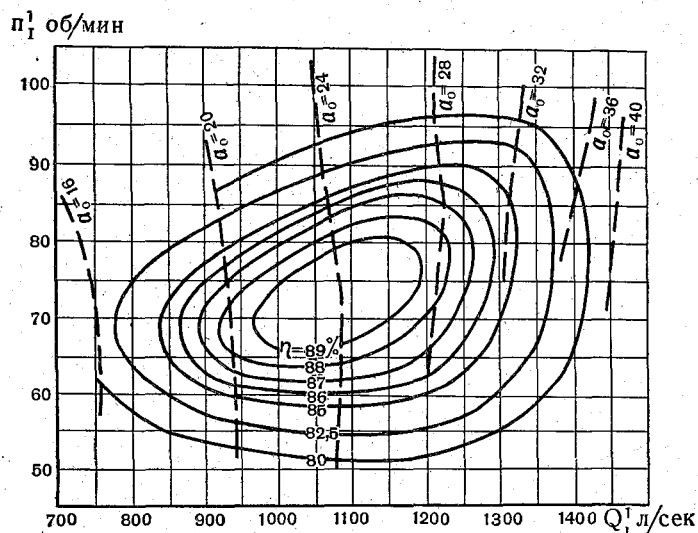


Рис. 28. Универсальная характеристика модели турбины.

вающую трубу. Чтобы подобрать наиболее подходящее колесо турбины для определенной гидроустановки (или ряда аналогичных ГЭС), нередко приходится многократно повторять испытания с моделью колеса в различных вариантах. В результате испытаний и конструктивных решений в настоящее время создана производственная номенклатура однопольных средних и крупных радиально-осевых и поворотно-лопастных турбин. Подобная номенклатура существует и для малых турбин. При модельных испытаниях измеряют число оборотов модели, расход воды (на водосливе в лотке), открытие направляющего аппарата (у поворотно-лопастных турбин, кроме того, угол разворота лопастей рабочего колеса), КПД модели и некоторые другие величины. Усилие, передаваемое генератору, заменяется тормозящим усилием на валу модели. Результаты наблюдений приводят по формулам подобия к турбине с диаметром и напором, равным единице (это представляет преимущество при пересчетах на натуру), и для нее строят так называемую универсальную характеристику, связывающую приведенное число

оборотов в минуту n_1' турбины, кпд модели турбины η_m (в процентах), открытия направляющего аппарата a в миллиметрах (для поворотно-лопастных турбин, кроме того, φ в градусах) и приведенные расходы воды Q' в л/сек. Иногда на универсальную характеристику наносят значения допустимой высоты всасывания H_s и кавитационного коэффициента σ (рис. 28). Кавитационные качества модели испытываются на специаль-

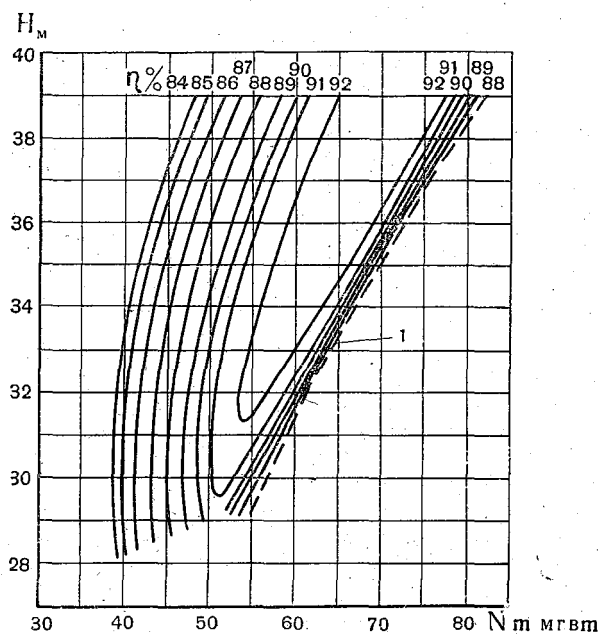


Рис. 29. Эксплуатационная характеристика радиально-осевой турбины.
1 — линия ограничения мощности.

ном стенде. Под кавитацией понимают явления, связанные с образованием при определенных неблагоприятных условиях мельчайших очагов вакуума и гидравлических ударов у поверхности лопастей рабочего колеса турбины, приводящие к повреждению лопастей и даже полному их разрушению.

По универсальной характеристике модели получают, пользуясь так называемыми формулами подобия, эксплуатационную характеристику натурной турбины, представляющую кривые связи между N_T , H , η_T , где N_T — мощность на валу турбины, H — напор и η_T — кпд турбины.

Эксплуатационная характеристика строится на заводе и представляет основной рабочий документ, выдаваемый с завода на ГЭС (рис. 29).

На основании эксплуатационной характеристики и по данным о кпд генератора строится, уже в энергоуправлении или на ГЭС, а не на заводе, характеристика пропускной способности гидроагрегата (рис. 30), представляющая кривые связи

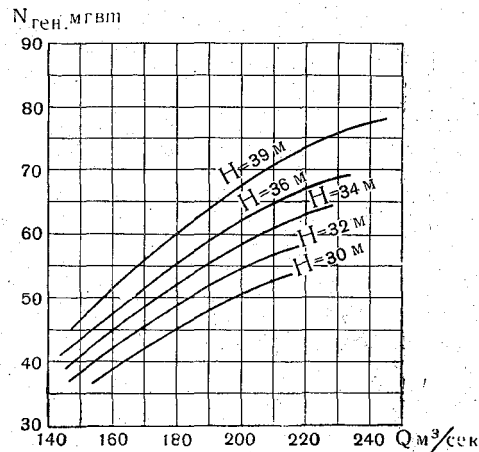


Рис. 30. Характеристика пропускной способности гидроагрегата.

строит еще одну характеристику, так называемые комбинаторные кривые (рис. 31). Комбинаторные кривые представляют кривые связи a , φ и H и строятся по универсальной характеристике турбины. По ним на заводе изготовляют кулачок комбинатора — главную часть комбинаторного устройства, регулирующего на ГЭС работу гидроагрегата в режиме наивыгоднейшего кпд турбины (см. ниже, стр. 49).

Итак, основными расчетными характеристиками турбины и гидроагрегата являются:

- универсальная характеристика модели,
- эксплуатационная характеристика турбины,
- характеристика пропускной способности гидроагрегата,
- комбинаторные кривые (для поворотно-лопастных турбин).

В табл. 3 приведены расчеты для получения эксплуатационной характеристики на примере радиально-осевой турбины. Они производятся следующим образом.

Для отдельных значений напоров в тех пределах напора, в которых будет работать ГЭС, определяют по формуле подобия

$$n_1' = \frac{nD}{\sqrt{H}}$$

значения приведенных чисел оборотов n_1' , соответствующие каждое своему значению напора и служащие для дальнейших

N_r , H и Q , где N_r — мощность на зажимах генератора, H — напор и Q — расход воды через турбину.

По этой важнейшей для гидролога характеристике гидроагрегата производится обычно определение расходов воды через турбину.

Для поворотно-лопастных турбин, которые должны работать по возможности при наивыгоднейших сочетаниях открытия направляющего аппарата a и углов разворота лопастей рабочего колеса φ (рис. 25), завод

расчетов по универсальной характеристике (рис. 28). Из остальных обозначений в формуле $n = 83,25$ об/мин. — число оборотов натурной турбины, которое поддерживается постоянным. $D = 5,45$ м — диаметр натурной турбины, т. е. тоже величина

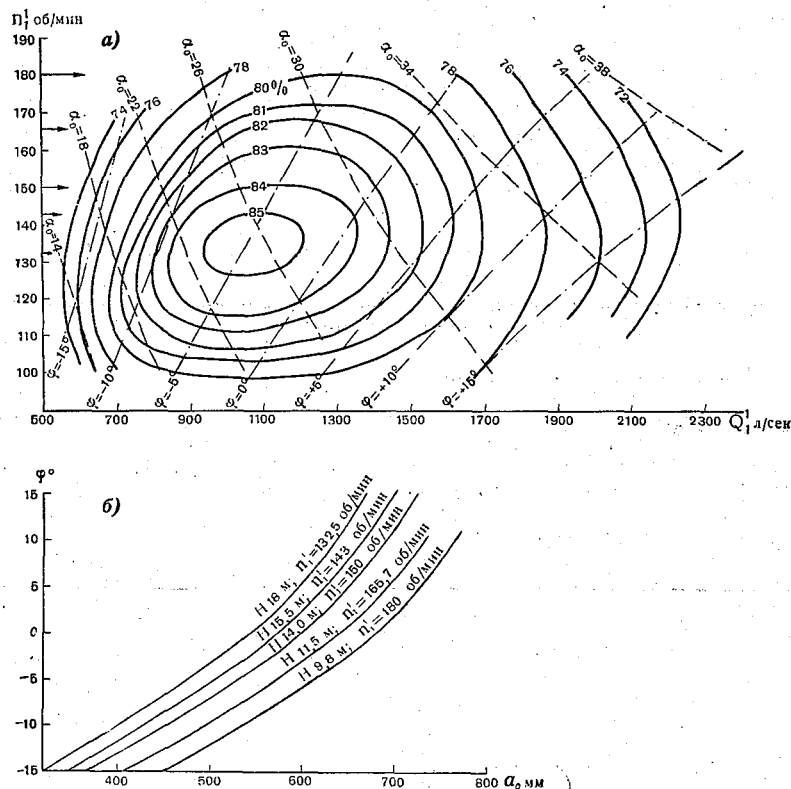


Рис. 31. Универсальная характеристика и комбинаторные кривые поворотно-лопастной турбины.

a — универсальная характеристика. Величины α_0 даны для модели диаметром $D_M = 0,46$ м; b — комбинаторные кривые.

Открытия направляющего аппарата получены путем пересчета с открытий α_0

$$\text{модели по соотношению диаметров } \frac{D_H}{D_M} = \frac{9,0}{0,46}$$

Параметры ГЭС: $H_p = 15,5$ м, $D_T = 9,0$ м, $n = 62,5$ об/мин.

постоянная, и H — напор, значения которого изменяются. Значение n'_1 для расчетного напора $H = 36$ м получается равным

$$n'_1 = \frac{nD}{\sqrt{H}} = \frac{83,25 \cdot 5,45}{\sqrt{36}} = 75 \text{ об/мин.}$$

Для расчета при $H = 36$ м на чертеже универсальной характеристики следует провести от значения $n'_1 = 75$ горизонтальную

прямую и для точек ее пересечения с кривыми η_m определить на оси абсцисс значения Q'_I .

Переход к значениям мощности турбины N_T , соответствующим каждой паре значений η_m и Q'_I , производится по формуле подобия

$$N_T = 9,81 Q'_I D^2 H \sqrt{H} \eta_T.$$

Здесь η_T — КПД турбины, который вследствие больших размеров турбины по сравнению с моделью всегда несколько больше η_m — КПД модели.

Таблица 3

Расчет к построению эксплуатационной характеристики радиально-осевой турбины

Основание: универсальная характеристика модели (рис. 28).

Формулы: 1) $n'_I = \frac{nD}{\sqrt{H}}$;

2) $N_T = 9,81 Q'_I D^2 H \sqrt{H} \eta_T$;

3) $\eta_T \cong (1,02 - 1,03) \eta_m$;

$D = 5,45$ м

$H = 39$ м; $n'_I = \frac{83,25 \cdot 5,45}{6,25} = 73,0$ об/мин.				$H = 36$ м; $n'_I = \frac{83,25 \cdot 5,45}{6} = 75,0$ об/мин.			
η_m	η_T	Q'_I	N МГВТ	η_m	η_T	Q'_I	N МГВТ
0,825	0,855	0,790	47,9	0,825	0,855	0,802	43,2
0,830	0,86	0,805	49,2	0,830	0,86	0,818	44,4
0,840	0,87	0,830	51,4	0,840	0,87	0,840	46,0
0,850	0,88	0,850	53,1	0,850	0,88	0,874	48,4
0,860	0,89	0,880	55,5	0,860	0,89	0,900	50,5
0,870	0,90	0,912	58,2	0,870	0,90	0,932	52,8
0,875	0,905	0,930	59,8	0,875	0,905	0,950	54,2
0,880	0,91	0,948	61,3	0,880	0,91	0,970	55,6
0,890	0,92	0,993	64,8	0,890	0,92	1,014	58,8
0,890	0,92	1,183	77,4	0,890	0,92	1,190	69,0
0,880	0,91	1,220	78,8	0,880	0,91	1,230	70,5
0,875	0,905	1,235	79,4	0,875	0,905	1,245	71,0
0,870	0,90	1,250	79,8	0,870	0,90	1,258	71,4
0,860	0,89	1,283	81,2	0,860	0,89	1,290	72,4
0,850	0,88	1,313	82,1	0,850	0,88	1,320	73,2
0,840	0,87	1,337	82,7	0,840	0,87	1,340	73,5
0,830	0,86	1,360	83,0	0,830	0,86	1,360	73,7
0,825	0,855	1,370	83,2	0,825	0,855	1,370	73,9

$H = 32 \text{ м};$ $n_1' = \frac{83,25 \cdot 5,45}{5,66} = 80 \text{ об/мин.}$				$H = 30 \text{ м};$ $n_1' = \frac{83,25 \cdot 5,45}{5,48} = 83 \text{ об/мин.}$			
η_m	η_T	Q_1'	$N \text{ мГВт}$	η_m	η_T	Q_1'	$N \text{ мГВт}$
0,825	0,855	0,872	39,2	0,825	0,855	0,925	38,6
0,83	0,86	0,890	40,3	0,83	0,86	0,940	39,5
0,84	0,87	0,920	42,2	0,84	0,87	0,970	41,2
0,85	0,88	0,950	44,0	0,85	0,88	1,000	43,0
0,86	0,89	0,982	46,0	0,86	0,89	1,030	44,8
0,87	0,90	1,005	47,7	0,87	0,90	1,070	47,1
0,875	0,905	1,030	49,1	0,875	0,905	1,100	48,7
0,88	0,91	1,050	50,3	0,88	0,91	1,130	50,3
0,89	0,92	1,105	53,5	0,89	0,92	—	—
0,89	0,92	1,170	56,7	0,89	0,92	—	—
0,88	0,91	1,230	59,0	0,88	0,91	1,190	52,9
0,875	0,905	1,245	59,4	0,875	0,905	1,225	54,2
0,87	0,90	1,260	59,8	0,87	0,90	1,250	55,0
0,86	0,89	1,295	60,7	0,86	0,89	1,290	56,1
0,85	0,88	1,324	61,4	0,85	0,88	1,324	57,1
0,84	0,87	1,349	61,7	0,84	0,87	1,345	57,2
0,83	0,86	1,367	61,9	0,83	0,86	1,365	57,4
0,825	0,855	1,375	62,0	0,825	0,855	1,375	57,5

Для перехода от η_m к η_T предложен ряд эмпирических формул, из которых в СССР чаще пользуются формулой

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{D_m}{D}}$$

Однако эта формула, как и прочие подобные формулы, дает все же преувеличенные значения η_T и поэтому нередко η_T определяют, увеличивая на основании опыта η_m на 2—4%. Так сделано и в примере табл. 3. Расчет повторяют для нескольких значений напоров (в данном случае для $H=30, 32, 36$ и 39 м). Все соответственные точки H , η_T и N наносят на чертеж, обычно откладывая H по оси ординат, N — по оси абсцисс и соединяя кривыми точки с равными η_T (рис. 30). По эксплуатационной кривой и по зависимости $N_T = 9,81 \eta_T Q H$ получена характеристика пропускной способности гидроагрегата, изображенная на рис. 30, где N_T — мощность на зажимах генератора — отложена на оси ординат, расход воды Q — на оси абсцисс и напор H постоянен для отдельных кривых связи Q и N .

На характеристику пропускной способности наносят уже не мощность на валу турбины N_T , а мощность на зажимах генератора N_G , поскольку на ГЭС мощность регистрируется ежедневно электроизмерительными приборами. Мощность на зажимах генератора вычисляется по величине мощности на валу турбины и под кпд генератора из выражения $N_G = \eta_G N_T$.

Расчет строится по следующей форме (табл. 4).

Таблица 4

H_m	η_T	η_G	N_T	$N_G = \eta_T N_T$	$B = 9,81 \eta_T H$	$Q = \frac{N_G}{B}$ м ³ /сек.
39	0,855	0,95	47,9	45,6	310	147
	0,86	0,95	49,2	46,7	312	150
...	0,91	0,95	61,3	58,2	331	176
	0,92	0,95	64,8	61,5	334	184
...

Значения кпд генератора определяются при испытаниях машины на электромашиностроительном заводе. При падении

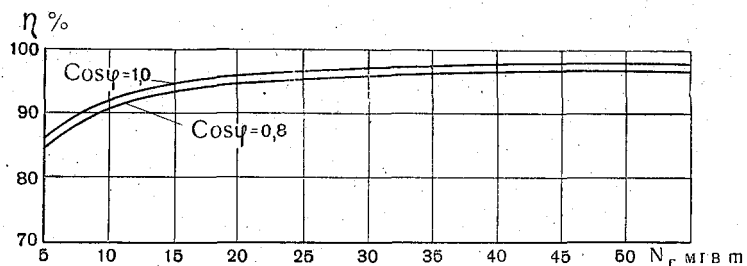


Рис. 32. Кривые кпд генератора.

мощности η_g изменяется мало (рис. 32). Величина η_g изменяется, кроме того, правда также незначительно, с изменением коэффициента мощности генератора $\cos \varphi$. При изменении $\cos \varphi$ от 0,8 до 1,0 η_g изменяется для крупных генераторов на 1—1,5%.

Распределение переменных N , Q и H в отношении осей координат может быть и иным; например, H откладывается по оси ординат и строятся кривые связи Q и H при постоянных N (рис. 33).

Указанные кривые связи Q , N и H действительны при некотором постоянном числе оборотов турбины, соответствующем также вполне определенному числу оборотов генератора и связанной с этим частоте тока в сети.

На ГЭС, как правило, применяются синхронные машины, т. е. машины, у которых желаемая частота в сети при данном числе пар полюсов может быть получена только при определенном числе оборотов. Поэтому число оборотов генератора и, следовательно, турбины поддерживается постоянным путем автоматического (на крупных ГЭС) или ручного (на многих малых ГЭС) регулирования открытия турбины при изменениях нагрузки, которые могли бы вызвать изменения в скорости вращения турбины.

При увеличении нагрузки движение турбины, вообще говоря, замедляется, если не увеличить ее открытия; с увеличением открытия увеличивается расход и мощность, при уменьшении нагрузки движение турбины ускоряется и открытие ее,

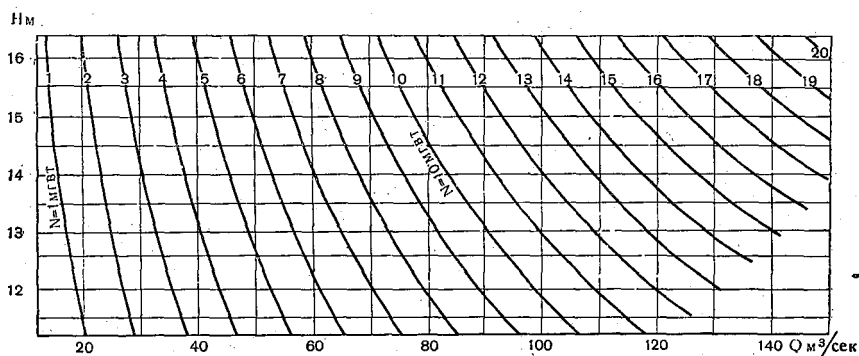


Рис. 33. Характеристика пропускной способности гидроагрегата $N = f(Q, H)$.

а следовательно, и мощность должны быть уменьшены, чтобы число оборотов осталось расчетным.

При внезапных аварийных сбросах нагрузки турбина может пойти в разгон; для этих случаев и предусмотрен аварийный щит в подводящем канале. Аварийный щит должен закрываться в предельно короткий срок, порядка 1—7 минут, меньший того, в который может быть поврежден генератор.

Связь Q , N и H может нарушиться при повреждении турбины, например в результате периодических кавитационных или механических повреждений лопастей рабочего колеса во время дождевых паводков на горной ГЭС (рис. 34) [13].

Определить происшедшие изменения характеристики Q , N и H можно только с помощью контрольной тарировки или при наличии расходомеров.

Комбинаторные кривые Q_n , φ и H (рис. 31б) строятся по универсальной характеристике модели поворотно-лопастной турбины, на которой нанесены как открытия направляющего аппарата модели a_0 , так и углы разворота лопастей рабочего колеса φ с переходом к открытиям направляющего аппарата натурной турбины a_n по соотношению диаметров натурной тур-

бины и модели $\frac{D_n}{D_m}$. Они представляют кривые связи a_n и φ при равных H . Для каждого H находят, как и при построении эксплуатационной характеристики, соответствующее ему n'_1 по приведенной уже выше формуле $n'_1 = \frac{nD}{\sqrt{H}}$. От значений n'_1 про-

водятся горизонтальные прямые (на рис. 31а показаны стрелками) до пересечения с кривыми $\varphi = -15^\circ, -10^\circ \dots +10^\circ, +15^\circ$ и в каждой точке определяется по интерполяции значение a_0 , соответствующее данному значению φ . Например, при $H = 14$ м и $n'_1 = 150$ точке пересечения горизонтальной прямой с $\varphi = -15^\circ$ соответствует $a_0 = 18,65$ мм. Значение a_0 умножается на отношение диаметров $\frac{D_n}{D_m} = \frac{9,0}{0,49} = 19,6$, что дает соответствующее $\varphi = -15^\circ$ значение $a_n = a_0 \frac{D_n}{D_m} = 366$ мм.

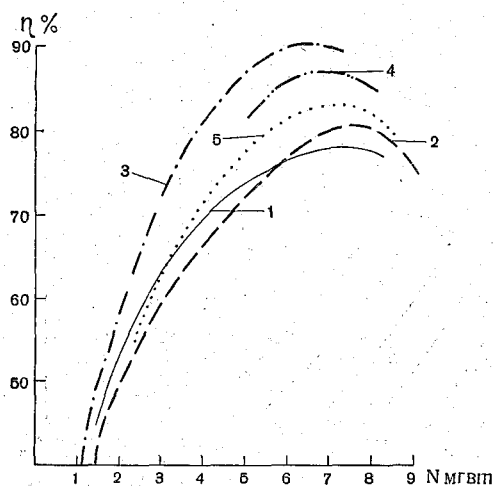


Рис. 34. Рабочие характеристики гидроагрегата горной ГЭС.

1 — по испытаниям Орггрэс 1950 г. после паводков; 2 — по расходомеру XII 1951 г. после наварки рабочего колеса; 3 — по расходомеру V 1952 г. после замены колеса турбины; 4 — по расходомеру VIII 1952 г. после половодья; 5 — по расходомеру XI 1952 г. после осенних паводков.

лей, каждый из которых соответствует одному значению напора. Сложная криволинейная поверхность кулачка должна в точности соответствовать комбинаторным кривым. Иногда применяется плоский кулачок или комбинаторный клин, служащий для регулирования при одном значении напора.

Комбинатор — это механическое устройство, осуществляющее, как уже упоминалось, автоматическое регулирование открытия поворотно-лопастной турбины и обеспечивающее ее работу при наиболее выгодных кпд, т. е. в соответствии с комбинаторной зависимостью a_n , φ и H . Схема комбинатора с пространственным кулачком изображена на рис. 35. Комбинатор должен быть нормально настроен на действующий напор, хотя механизм настройки по напору позволяет устанавливать его на другой напор, т. е. нарушать комбинаторную связь.

Работа комбинатора заключается в следующем: изменение нагрузки на генератор дает импульс на сервомотор направляющего аппарата. Направляющий аппарат в соответствии со знаком и характером импульса закрывается или открывается, и изменение его открытия по тяге 1 передается на вал 2 и на кулачок. Поворот кулачка через рычаг передается на тягу 10 и к лопастям рабочего колеса, устанавливая их на новое ϕ [1, 15].

Монтируется комбинаторное устройство на ГЭС и от качества монтажа в значительной степени зависит точность регулирования. Каждая турбина имеет свое комбинаторное устройство, причем механизмы управления обычно расположены в ма-

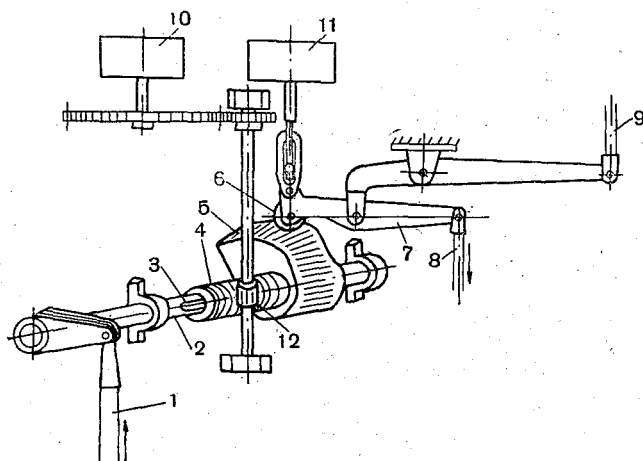


Рис. 35. Схема комбинатора с пространственным кулачком.

1 — тяга к валу, 2 — вал от сервомотора направляющего аппарата, 3—4 — скользящая шпонка и рейка на валу, 5 — пространственный кулачок на валу, 6 — ролик кулачка, 7—8 — рычаг и тяга к рабочему колесу, 9 — регулирующая тяга от сервомотора рабочего колеса, 10, 12 — механизм настройки по напору, 11 — механизм ручного управления рабочим колесом.

шинном зале поблизости от гидроагрегата. Турбины не обязательно должны работать все время и при всех обстоятельствах в комбинаторном режиме. В отдельные периоды при определенных условиях допустимо выводить агрегаты из комбинаторного режима в целях увеличения выработки. Например, весной при больших сбросах и падении напора имеет смысл увеличить открытие турбины, не считаясь с комбинаторной зависимостью, и за счет увеличения пропускной способности получить большую выработку. При этом кпд турбины будет ниже, чем он был бы при сохранении комбинаторного режима, однако выигрыш от увеличения расхода обычно превышает потери от падения кпд и выработка увеличивается. Поэтому на практике прибегают к подобного рода изменениям в режиме работы турбин двойного регулирования.

Характеристики пропускной способности и учет стока

Способ учета стока через турбины по характеристикам пропускной способности турбин является наиболее распространенным на отечественных крупных и средних ГЭС. Этот способ не вполне точен, причем ошибки коренятся, во-первых, в погрешностях при пересчетах с модели на натуру и, во-вторых, в неточностях и упущениях при необходимых наблюдениях на самих ГЭС; к этим неточностям в первую очередь относится недоучет или даже полный неучет потерь напора [2], а затем средние часовые значения напора H и мощности N до средних для агрегата или даже для ГЭС в целом за период работы в течение суток. Кроме того, указанный способ требует ежедневных трудоемких подсчетов, которые сводятся вместе с выработкой в общую отчетную суточную, а затем месячную ведомость. Пример подобной ведомости приведен в табл. 5.

Оценка точности способа характеристик производится на практике двумя путями:

1) сопоставлением величины стока по характеристикам с таковыми по подсчету на ближайших опорных постах Гидрометслужбы,

2) путем тарировки турбин на их пропускную способность. Результаты подобных сопоставлений и проверок, проведенных для ряда крупных ГЭС (Днепровской — рис. 36, Кегумской, Угличской, Верхне-Свирской и др.), свидетельствуют о наличии расхождений обычно в пределах 1—7%, причем, как правило, сток по характеристикам оказывается меньше, чем на ближайших постах или по данным тарировки. Расхождения могут объясняться различными причинами и их не следует всегда относить за счет неточностей на ГЭС. Например, нужно крайне осторожно относиться к материалам по зимнему стоку на постах обычного типа, так как в силу нередко встречающихся тяжелых условий для измерений зимних расходов, например при шуге, и обусловленных этим неточностей в вычислениях расходов и подсчетах стока данные по зимнему стоку оказываются совершенно неточными [3].

Во всяком случае упомянутые результаты говорят в общем в пользу допустимости способа характеристик для подсчета стока через турбины на ГЭС. Надо заметить, что, помимо характеристик Q, H, N [$Q = f(H, N)$], возможны характеристики Q, H, a [$Q = f(H, a)$], где мощность заменена через открытие турбины. Подобные характеристики предпочтительнее, так как при них исключаются неточности, связанные с определением и осреднением N . Однако для их получения совершенно необходима тарировка турбин, а наблюдения за открытиями возможны только при работе ГЭС на базисной нагрузке и регулировке турбин вручную. Поэтому их применение практически

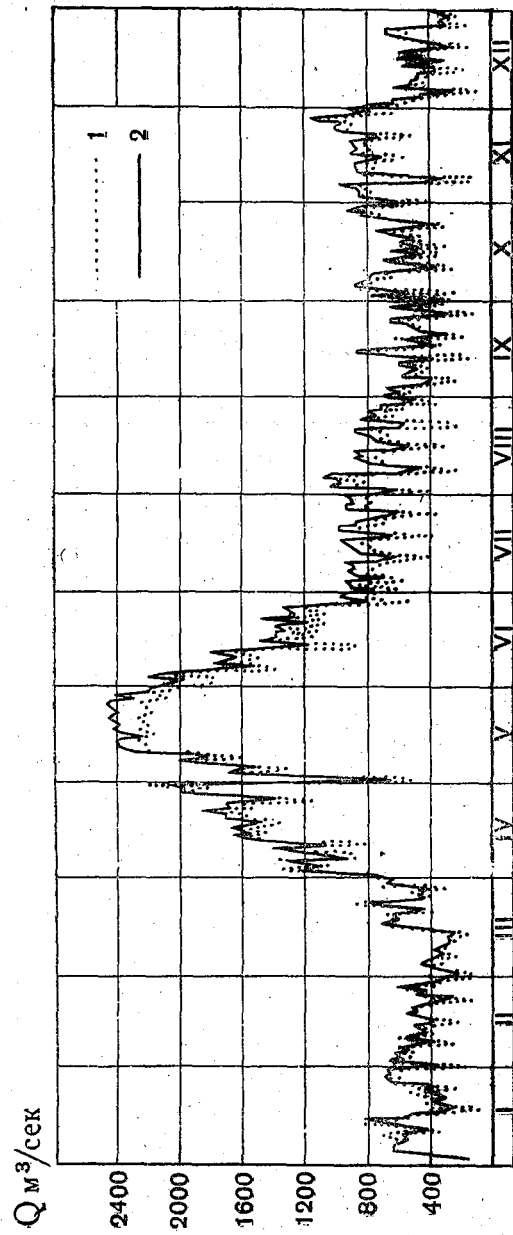


Рис. 36. Совмещенный гидрограф Днепродзэс — Днепр у г/с Разумовка.
 1 — Днепродзэс, 2 — р. Днепр у г/с Разумовка.

Суточная ведомость

Дата	Среднесуточная температура воздуха	Уровни воды на 8 ч. утра		Среднесуточный напор, м		Средние расходы, м ³ /сек.				
		верхний бьеф, м	нижний бьеф, м	брутто	нетто	через турбины	через водосброс	фильтрация	шлюзование	общий расход в нижний бьеф
1	260	100,84	89,75	11,11	10,11	3470	—	30	0,14	3500
2	270	101,05	89,78	11,28	10,28	3580	—	30	—	3610
3	281	101,32	89,86	11,53	10,50	3620	30	30	—	3680
4	292	101,65	89,93	11,75	10,70	3650	—	30	—	3680
5	305	101,94	90,02	11,96	10,90	3750	18	30	—	3800
6	312	102,29	90,15	12,16	10,90	3840	53	30	—	3920
7	326	102,61	90,25	12,43	11,20	3870	10	30	—	3910
8	335	102,98	90,32	12,67	11,45	3850	300	30	—	4180
9	340	103,42	90,73	12,68	11,40	3950	680	30	18/—120	4670
10	350	103,70	91,06	12,44	11,14	4180	1760	30	10/—150	5980
11	309	103,87	92,05	11,60	10,30	4040	3060	30	9/—150	7140
12	301	104,00	92,75	11,18	9,80	4160	3690	30	20/—250	7890
13	290	104,06	93,10	10,92	9,55	4110	4100	30	6/—250	8250
14	290	104,16	93,25	10,91	9,50	4110	3920	30	7/—	8070
15	306	104,30	93,10	11,45	10,00	4140	3370	30	8/—2100	7550
16	339	104,62	92,70	12,45	11,00	4110	2310	30	7/—	6460
17	378	105,00	91,62	13,60	11,80	4200	840	30	5	5080
18	402	105,39	91,22	14,12	12,30	4120	1190	30	8	5350
19	407	105,69	91,62	14,16	12,30	4170	4310	30	13	5520
20	443	105,99	91,07	14,96	13,15	4320	510	30	7	4870
21	452	106,27	91,00	15,03	13,20	4390	1300	30	9	5730
22	425	106,57	92,10	14,34	12,50	4360	2630	30	8	7030
23	411	106,77	93,12	13,65	11,80	4320	3480	30	8	7840
24	407	106,98	93,25	13,84	12,00	4290	3620	30	10	7950
25	416	107,18	93,15	14,04	12,20	4240	3590	30	7	7870
26	424	107,35	93,22	14,13	12,50	4200	3520	30	10	7760
27	428	107,44	93,27	14,30	12,60	4200	3080	30	6	7320
28	457	107,59	92,60	15,09	13,40	4100	1960	30	5	6100
29	482	107,72	92,10	15,86	14,30	4230	1050	30	4	5310
30	512	107,90	91,25	16,87	15,00	4200	210	30	5	4450
31	498	108,11	91,19	16,67	14,80	4180	1340	30	8	5560
Сумма					362,58	125 950	52 931	930	188	180 030
Среднее		102,20	92,43							

Таблица 5

работы _____ ГЭС
за _____ 196 г.

Водохранилище					Число часов работы агрегатов						
уровень водохрани- лища на 24 час., м	объем водохрани- лища, 10 ⁶ м ³	изменение объема за сутки, 10 ⁶ м ³	расход аккумуля- ции, м ³ /сек.	среднесуточный приток, м ³ /сек.	примечание	1 секция 110 кв.					
						1	2	3	4	5	6
100,98	2184	+168	+1950	5450		24	24	24	24	24	24
101,24	2392	+208	+2410	6020		24	24	24	24	24	24
101,54	2632	+240	+2780	6460		24	24	24	24	24	24
101,85	2880	+248	+2870	6550		24	22,1	24	24	24	24
102,17	3170	+290	+3360	7160		24	21,4	22,2	22,7	24	24
102,46	3460	+290	+3360	7280		24	24	24	24	24	24
102,88	3880	+420	+4870	8780		24	24	24	24	22,9	24
103,30	4300	+420	+4870	9050		24	21,1	24	23,1	22,2	24
103,63	4630	+330	+3820	8370		24	24	24	24	24	24
103,81	4810	+180	+2080	7910		24	20,1	24	24	24	24
103,94	4940	+130	+1510	8500		24	22,9	22,1	24	21,2	24
104,03	5036	+96	+1110	8750		21,9	24	24	24	24	24
104,12	5144	+108	+1250	9250		22,4	21,8	24	24	24	24
104,19	5228	+84	+970	9040		24	22,3	22,0	23	24	24
104,52	5624	+396	+4580	10 030		22,5	24	22,5	24	24	24
104,85	6020	+396	+4580	11 040		24	22,6	24	24	24	24
105,27	6524	+504	5840	10 920		23,5	22,0	24	24	24	24
105,58	6896	+372	4310	9660		20,0	23,3	22,5	24	24	24
105,89	7268	372	4310	9830		22,0	24	24	24	24	24
106,16	7656	388	4500	9370		23,0	24	24	24	24	24
106,48	8168	512	5920	11 650		24	24	24	24	24	24
106,68	8488	320	3700	10 730		22,5	24	24	24	24	24
106,93	8888	400	4630	12 470		24	24	24	24	24	24
107,13	9221	333	3860	11 810		24	24	24	24	24	24
107,30	9510	289	3350	11 220		24	24	24	24	24	24
107,43	9731	221	2560	10 320		22,5	24	24	24	24	24
107,54	9918	187	2170	9490		24	23	21,0	24	24	24
107,70	10 190	272	3150	9250		22,4	24	24	24	24	24
107,86	10 462	272	3150	8460		24	24	24	24	24	24
108,01	10 717	255	2960	7410		24	24	24	24	24	24
108,20	11 040	323	3740	9300		24	24	24	24	24	24
				281 590		703	699	703	717	714	720

Дата	Число часов работы											
	2 секция 110 кв.						3 секция 220 кв.					
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
3	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
4	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
5	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
6	24	24	24	24	24	24	24	24	22,4	24	24	24
7	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
8	24	24	24	24	24	24	24	24	22,5	24	24	24
9	24	24	24	24	24	24	24	24	22,4	22,6	24	24
10	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	20,9	24
11	23,3	24	24	24	24	24	24	24	21,4	24	24	24
12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	20,4
13	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
14	24	24	24	24	24	24	24	24	21,9	23,1	24	24
15	24	24	24	24	24	24	24	22,5	24	24	24	24
16	24	24	24	24	24	22,6	22,9	24	24	24	24	24
17	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
18	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
19	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	18,6
20	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22,9
21	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
22	24	21,0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
23	22,4	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	24	15,9	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
25	24	16,2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
26	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
27	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21,6
28	24	24	24	24	24	24	24	24	16,8	24	24	24
29	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
30	24	24	21,8	24	24	24	24	23,6	24	24	24	24
31	24	24	21,5	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Сумма	718	701	718	720	720	719	718	718	703	708	717	708
Среднее												

возможно в отдельных случаях на малых ГЭС, работающих в достаточно мощной энергосистеме.

Способ характеристик является допустимым, но не наилуч-

агрегатов						ГЭС				
4 секция 220 кв.						суточная выработка, 10 ⁶ квт-ч	выработка с начала месяца, 10 ⁶ квт-ч	максимальная нагрузка, мвт	удельные расходы, м ³ /квт-ч	
19	20	21	22	23	24				нетто	брутто
24	24	22,0	24	24		6 250	6 250	268	48,0	48,4
23,2	24	24	24	24		6 497	12 747	275	47,7	48,0
21,6	24	22,2	24	22,9		6 763	19 510	290	46,3	47,0
24	21,9	24	24	23		7 025	26 535	302	44,9	45,3
24	24	24	24	24		7 318	33 853	310	44,2	44,8
22,1	22,9	24	24	18,1		7 460	41 313	318	44,4	45,3
18,2	23,2	23,5	24	24		7 843	49 156	339	42,7	43,1
24	24	24	24	24		8 055	57 211	344	41,2	44,8
23,3	20,9	24	23,1	23,5		8 176	65 387	351	41,5	49,4
24	24	24	24	23,6		8 324	73 711	352	43,4	61,9
22,5	24	24	24	22,1		7 414	81 125	322	47,0	83,5
24	22,1	23,3	23	24		7 240	88 365	309	49,5	94,0
23,1	21,5	23,3	24	24		6 960	95 325	299	50,8	102,0
24	22,4	24	24	23,3		6 963	102 288	300	51,0	100,0
23,5	21,4	23,3	23,6	23,1		7 332	109 620	324	48,6	89,1
24	24	24	24	24		8 116	117 736	353	43,6	68,7
22,2	21,5	24	24	23,5		9 084	126 820	406	39,8	48,2
24	23,0	23,5	24	24		9 669	136 489	413	36,7	47,8
23,6	24	23,5	21,7	24		9 754	146 243	420	36,8	49,0
16,9	22,5	24	24	24		10 636	156 879	454	34,9	39,5
23,5	24	24	22,3	24		10 820	167 699	464	34,8	45,6
24	24	23,8	24	20,5		10 189	177 888	435	36,9	59,6
24	22,9	24	24	21,9		9 857	187 745	420	37,7	68,6
22,0	24	24	24	19,7		9 786	197 531	416	37,5	70,2
22,1	22,4	22,5	24	22,2		9 998	207 529	433	36,4	67,8
24	24	22,5	21,8	24		10 198	217 727	432	35,6	66,3
23	24	24	23,0	22,0		10 272	227 999	450	35,4	61,6
24	24	24	24	24		10 935	238 934	470	32,3	48,2
24	24	24	23	24		11 573	250 507	494	31,6	39,8
24	24	19,0	24	23,6		12 296	262 803	530	29,5	31,3
21,9	24	17,9	24	24		11 954	274 757,420	522	30,2	40,2
701	697	704	710	693						

шим и его следует по возможности заменять менее трудоемким по подсчетам способом учета стока через турбины с помощью расходомеров, снабженных счетчиками суммарных объемов

протекшей за тот или иной период (сутки) воды. К сожалению, надежное внедрение расходомеров на отечественных ГЭС встречает трудности и до сих пор сток по расходомерам почти нигде на ГЭС не подсчитывается. О практике применения расходомеров сказано в гл. III. В настоящей главе приводятся краткие сведения о расходомерах, главным образом, как измерительных устройствах.

Расходомеры

Расходомер как измеритель на турбине ГЭС состоит из следующих частей (рис. 37):

1) датчика или устройства, с помощью которого ведутся наблюдения на турбинном тракте за величиной, служащей измерителем для расхода воды — обычно за перепадом давления в двух точках спиральной камеры;

2) линии связи от датчика к приемнику;

3) приемника или аппаратуры, обеспечивающей показания величины измерителя, а также объемов протекшей воды, — обычно дифференциального манометра и интегратора стока.

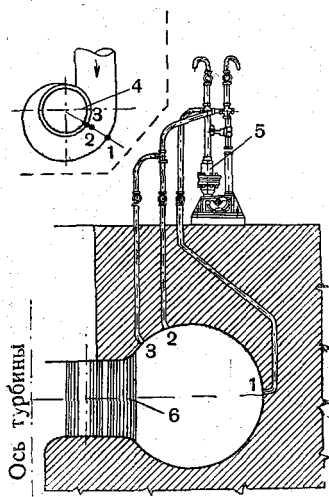


Рис. 37. Схема установки дифманометра - расходомера и расположение отверстий в спиральной камере турбины.

1, 2, 3 — оголовки пьезометров, 4 — продольная ось ГЭС, 5 — дифманометр - расходомер, 6 — распорная колонка статора турбины.

Применяемые в настоящее время расходомеры в большинстве основаны на принципе определения расходов воды с помощью разности давлений в двух точках одного из сечений спиральной камеры турбины. Спиральная камера определяет криволинейный путь движения водного потока на подходе к турбине. Отдельные частицы воды в любом сечении спиральной камеры вследствие этого обладают различной центробежной силой, что создает разность давлений в сечениях спиральной камеры. На рис. 38 схематически изображено возрастание давления от внутренней к внешней стороне спиральной камеры. Установлено, что между величиной расхода воды в спиральной камере и разностью давления существует зависимость следующего вида:

$$Q = k\Delta h^n.$$

В общем она близка к квадратичной

$$Q = k\sqrt{\Delta h},$$

где Q выражают в м³/сек., а Δh в мм водяного столба.

Вместе с тем испытания расходомеров в производственных условиях на ряде зарубежных ГЭС дали в различных случаях значения n от 0,48 до 0,54, что указывает на необходимость

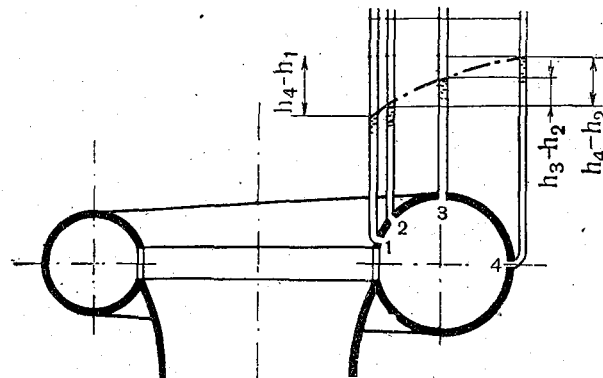


Рис. 38. Схематическое изображение спиральной камеры и давления в различных точках по ее сечению.

1, 2, 3, 4 — точки измерения давления.

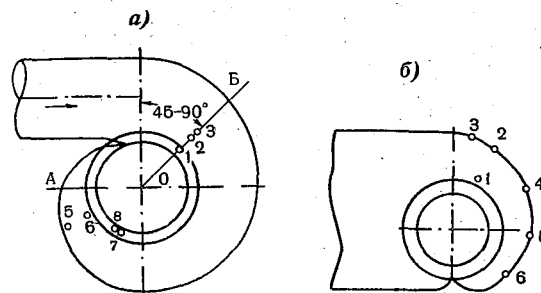


Рис. 39. Размещение точек для измерения давления в спиральной камере.

а — точки расположены в одном радиальном сечении, б — точки располагаются в разных сечениях.

тарировки. Значение k обычно постоянно почти на всей амплитуде Q и Δh .

До последнего времени точки для измерения давления было принято располагать в одном радиальном сечении спиральной камеры (или трубопровода) в ближайшей к началу ее части (рис. 39а), что нашло отражение и в инструкции по установке расходомеров. Указанная рекомендация, несомненно, суживает производственные возможности при монтаже расходомеров на

ГЭС. В настоящее время существует мнение, подтвержденное результатами некоторых лабораторных испытаний, что точки для измерения перепада давления могут быть расположены без ущерба для точности наблюдений и в разных сечениях спиральной камеры, притом даже в различных ее частях (рис. 39 б) [12].

Во всех случаях первоначально сверлят 4—5 отверстий для точек измерения, чтобы потом выбрать из них 2 наиболее подходящие, по опытным данным, во избежание проникновения воздуха и ила; предпочтительнее брать точки на боковых стенках спирали. Диаметр отверстий 5—10 мм. Трубы линии связи берутся латунные или медные диаметром 18—20 мм. Они обязательно должны снабжаться вентилями для выпуска воздуха. На линии связи у точек измерения иногда устраивают автоматические промыватели и ртутные предохранители от гидравлического удара. Непригодность расходомеров, очевидно, в ряде случаев зависит от плохого устройства присоединений к спирали и линий связи.

При устройстве расходомеров применяются ртутные поплавковые дифференциальные манометры (дифманометры) двух типов — механические и электропередающие. Устройство манометров описано в каталогах заводов, в частности Харьковского завода КИП, и в книге И. А. Чернытина «Аппаратура для измерения характеристик водного потока на гидроэлектростанциях и ее эксплуатация» (ВНИИГ, Госэнергоиздат, 1956).

К дифманометру присоединяют интегратор для суммирования расходов воды.

Точность показаний расходомера может зависеть, помимо монтажа присоединений к спирали и линии связи, также от исправности дифманометра и интегратора. В отчете по тарировке Кегумской ГЭС, например, отмечено: «постоянная интегратора различна на разных расходах, что не позволяет пользоваться счетчиком регистрирующего прибора».

Общая схема работы расходомера изображена (по С. Н. Пестову) на рис. 37.

Расходомеры установлены в настоящее время на многих крупных ГЭС, однако в большинстве случаев их показаниями при учете стока не пользуются вследствие расхождений этих показаний с данными характеристик, а иногда и явных неисправностей расходомерных устройств. Налаживанию работы расходомеров следует уделять серьезное внимание; крайне желательна их тарировка одновременно с тарировкой турбины. Установление постоянной уравнения расходомера k путем определения Q по характеристике пропускной способности не гарантирует достаточной надежности его работы. До настоящего времени имеется мало примеров подобных параллельных проверок характеристик и расходомеров путем натурной тарировки.

7. ТАРИРОВКА ТУРБИН И РАСХОДОМЕРОВ НА ГЭС

Тарировка турбин

Тарировка турбин в натуре производится в основном в двух целях:

1. Для получения расчетного графика расходов воды через турбину в зависимости от часовых значений мощности на валу генератора (N_r) и полезного напора (H_n), а также для тарирования расходомеров.

2. Для получения рабочей характеристики кпд турбины (η_T) в зависимости от мощности на валу турбины (N_T) в целях проверки модельных характеристик.

Путь для этого в обоих случаях один и тот же — определение расходов воды возможно более простым и точным способом, но назначение результатов разное. В первом случае результаты тарировки используются для проверки и уточнения или даже замены расчетных графиков расходов воды и эксплуатационных характеристик, полученных на основе пересчета модельных характеристик турбины, т. е. результаты тарировки служат регулярному учету стока. То же относится и к тарированию расходомеров, так как расходомеры — это устройства для регулярного учета стока. Во втором случае результаты тарировки служат для проверки гарантий завода в отношении коэффициентов полезного действия изготовленных им гидроагрегатов и имеют назначение, помимо уточнения заводских характеристик кпд, служить дальнейшему усовершенствованию конструкций турбин. Гидрологов интересуют в первую очередь тарировки в целях регулярного учета стока.

Тарировки турбин полагается производить при приемочных испытаниях ГЭС, но это соблюдается далеко не всегда. У нас тарировались не все крупные ГЭС и обычно через несколько лет после ввода их в эксплуатацию, причем там, где тарировка производилась, тарировались одна-две, а не все установленные турбины. Между тем желательно тарировать не одну, а несколько турбин, так как иногда при одной заводской характеристике на все турбины, каждая из них имеет свою характеристику, немного отличающуюся от прочих (рис. 40). Тарировки, вообще говоря, совершенно обязательны в случаях, когда на установленных турбинах допущены существенные отклонения от моделей. Например, на Горьковской ГЭС один гидроагрегат установлен с удлиненной против проекта и испытанной модели отсасывающей трубой. Поэтому на ГЭС намечена совершенно закономерно первоочередная тарировка именно этого агрегата. На малых ГЭС тарировки турбин обязательны почти во всех случаях организации в створах ГЭС регулярного учета стока.

Имеются два основных способа для тарировки турбин:

1. Гидрометрический способ с применением для измерения расходов воды вертушек.

(2.) Способ гидравлического удара, при котором применяется быстрое закрытие направляющего аппарата турбины или задвижки на трубопроводе и расход воды вычисляется по данным о возрастании напора, связанном с закрытием турбины.

Кроме указанных основных способов, иногда применяется способ смешения. В СССР разновидность этого способа, разработанная Н. В. Пикушем, называется электролитическим способом определения расходов воды. Этим способом Пикушем

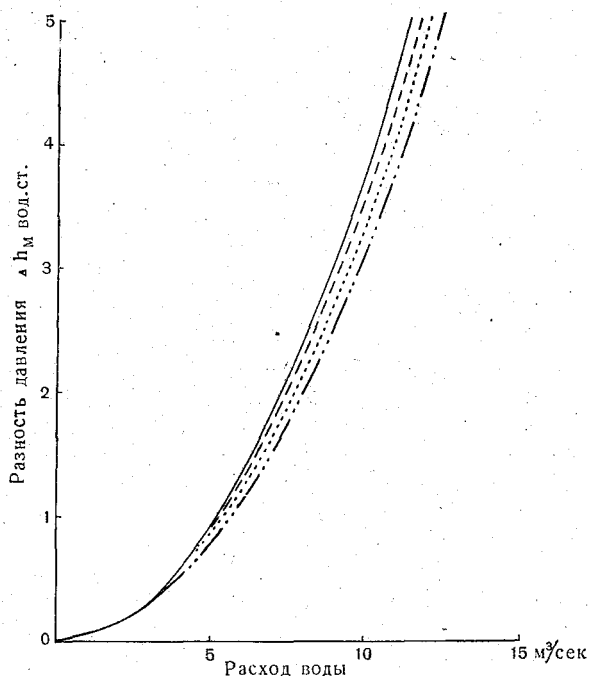


Рис. 40. Кривые $Q = k \sqrt{\Delta h}$ для 4 однотипных турбин ГЭС Валхензе по данным тарировки.

проводилась тарировка ряда малых ГЭС (на Украине), причем расход измерялся непосредственно по выходе воды из отсасывающей трубы [9]. В последнее время предложен термометрический метод Пуарсона, основанный на регистрации изменений температуры воды и применимый на высоконапорных ГЭС.

Тарировки на крупных ГЭС проводятся обычно специальной организацией ОргрЭС (трест по организации государственных районных электростанций) при участии ГЭС и энергоуправлений. Естественно, что в тарировках турбин крупных ГЭС желательно

участие гидрологов. При тарировках на крупных ГЭС приходится прибегать к помощи водолазов.

Тарировки турбин малых ГЭС, как правило, проводятся силами работников Гидрометслужбы.

Большинство ГЭС в СССР и в Европе тарируется гидрометрическим способом; в США чаще применяется способ гидравлического удара (метод Гибсона). В СССР последним способом в 1949 г. тарировались турбины Днепрогэс для определения их КПД [6], а в 1956 г. было проведено, параллельно

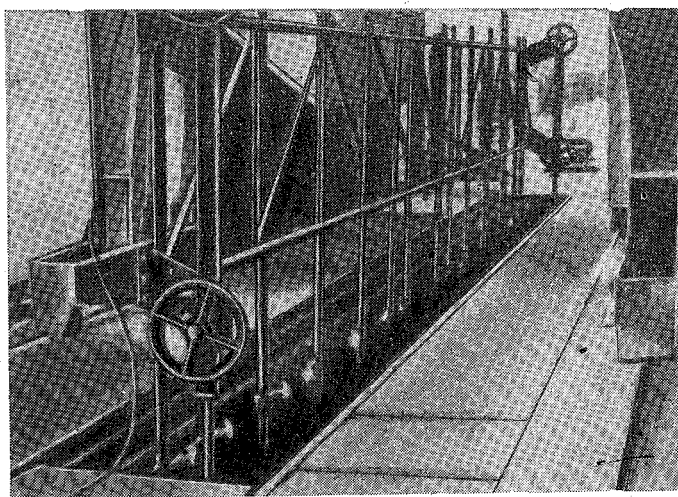


Рис. 41. Опускание вертушек на раме при тарировке турбин крупных ГЭС.

с гидрометрической тарировкой, испытание способа гидравлического удара по варианту Г. Г. Горбунова при тарировке турбины Верхне-Свирской ГЭС [4].

Гидрометрическая тарировка турбин крупных ГЭС — дело в общем сложное, если его проводить со всей тщательностью в целях уточнения расчетного графика расходов воды. Работа упрощается, если требуется дать только общую оценку достоверности расходов воды через турбины, подсчитываемых на ГЭС по заводским расчетным графикам.

Рассмотрим первый случай, т. е. случай точных тарировок. Измерение расходов воды проводится обычно в подводящем канале в специальном гидрометрическом створе, предусмотренном в проекте ГЭС, или в створе основного или аварийного щита турбины (рис. 11). Если к турбине ведут не один, а 2 или 3 водовода, разделенных бычками, измерение должно производиться во всех водоводах, причем, по возможности, одновременно.

Измерение при значительных площадях живого сечения и глубине производится несколькими вертушками одновременно. Вертушки могут укрепляться разными способами. Обычно они располагаются в виде прямого горизонтального ряда. При относительно небольших глубинах (до 10—12 м) вертушки помещают на штангах, закрепленных на раме из металлических труб, опускаемой на тросах (рис. 41, 42).

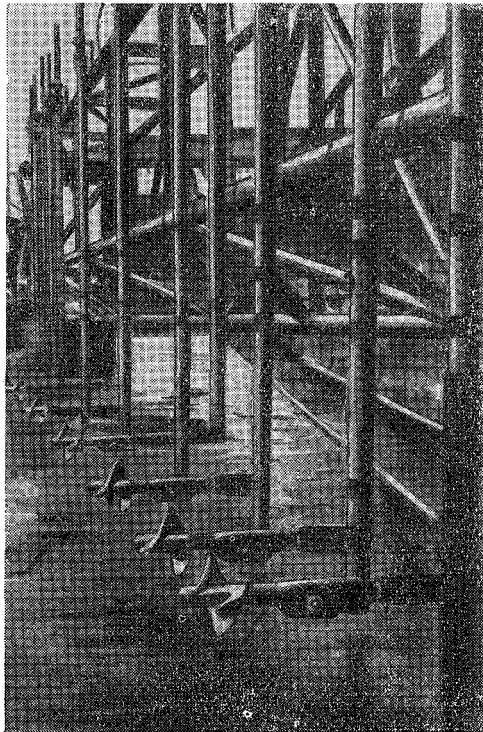


Рис. 42. Установка вертушек на раме в подводный канал к турбине.

При больших глубинах (>20 м) применяется более прочное устройство в виде балки с подвешенными на консолях вертушками, заходящей концами в пазы щитов, стенки которых служат опорами для балки. Для опускания и подъема служит кран. Применяют и рамы, причем следует предпочитать рамы из возможно более тонких металлических труб (рис. 41). Между тем иногда прибегают к рамам из толстых деревянных брусьев, окованных железом, которые могут создавать подпор.

На малых ГЭС вертушки опускают на штанге вручную или пользуются простейшим штангодержателем (рис. 165).

Измерения скоростей могут производиться точечным или интеграционным методом. При точечном методе вертушка (или ряд вертушек) последовательно перемещается из одного определенного положения в другое; при интеграционном методе перемещение вертушек носит непрерывный характер. Для замера показаний вертушек применяют хронограф, автоматически регистрирующий на ленте время и определенные числа оборотов вертушки, а также расстояние при измерении интеграционным методом. Хронографы (рис. 43) могут регистрировать одновременно работу нескольких вертушек. В настоящее время для записи показаний вертушек начинают использовать осциллографы.

Число скоростных точек n в живом сечении Орггрэс рекомендует определять из выражения

$$n = (10 \div 20) \sqrt{F},$$

где F — площадь живого сечения в кв. метрах.

Шаффернак [14] предлагает брать

$$n = (14 \div 25) \sqrt{F}.$$

При тарировке поворотно-лопастной турбины на одной отечественной крупной ГЭС при площади живого сечения одного водовода

$$HВ = F = 16,75 \times 6,33 = 106 \text{ м}^2$$

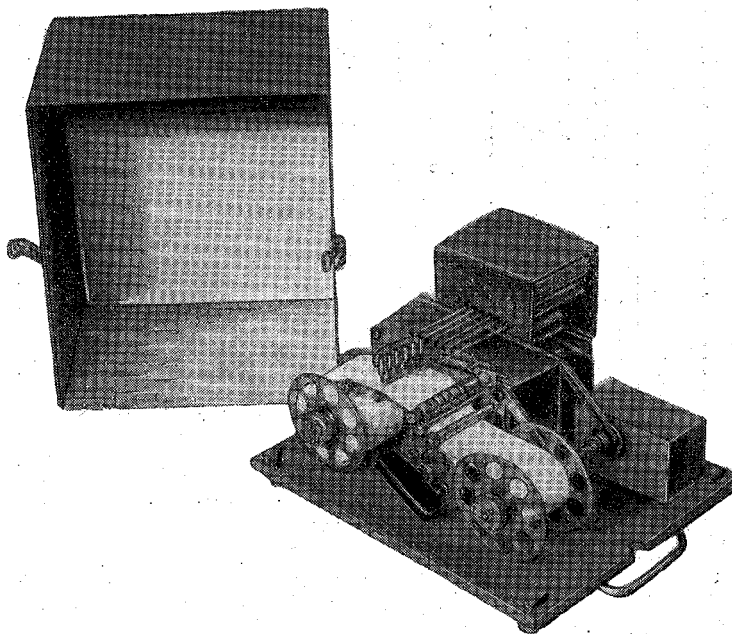


Рис. 43. Хронограф.

число скоростных точек на водовод составило 153 (рис. 44) и коэффициент насыщения сечения точками

$$\alpha = \frac{153}{106} \cong 1,45.$$

При тарировке одной немецкой ГЭС при живом сечении $5,69 \times 90 = 51 \text{ м}^2$ измерения производились в 126 точках. Густота точек даже излишняя. Существенное значение имеет их расположение. Обычно прибегают к более густому размещению точек у стенок, у дна и у поверхности воды (рис. 44, 45). В при-

Измеренные расходы воды через турбину по водоводам и суммарные

Данные по водоводам													ΔQ в % по водоводам		
водовод первый			водовод второй			водовод третий			$Q_{\text{сумм.}}$ м ³ /сек.						
v_1 ср. м/сек.	F_1 м ²	Q_1 м ³ /сек.	v_2 ср. м/сек.	F_2 м ²	Q_2 м ³ /сек.	v_3 ср. м/сек.	F_3 м ²	Q_3 м ³ /сек.				1	2	3	
0,640	106,1	67,95	0,785	105,9	83,2	0,815	105,8	86,2	29	35	36	237,35			
0,866		92,0	1,065		112,85	1,110		117,4	29	35	36	322,25			
1,095		116,2	1,335		141,4	1,395		147,6	29	35	36	405,2			
1,085		114,8	1,370		144,7	1,441		152,2	28	35	37	411,7			
1,275		135,3	1,575		166,9	1,605		169,8	29	35	36	472,0			
1,795		190,0	2,172		229,5	2,222		234,5	29	35	36	652,0			
1,495		158,4	1,831		193,7	1,889		199,4	29	35	36	551,5			
1,340		142,0	1,650		174,3	1,719		181,4	29	35	36	497,7			
1,161		123,2	1,450		153,2	1,496		157,8	28	35	37	434,2			
0,804		85,3	1,020		107,7	1,058		111,7	28	35	37	304,7			
1,344		142,3	1,660		175,3	1,680		177,3	29	35	36	494,9			

мере с отечественной ГЭС опускалось 9 вертушек на штанге с установкой в 17 положениях по высоте, т. е. в среднем через 1 м. В примере с немецкой ГЭС на раме устанавливалось 14 вертушек в 9 положениях по высоте с расстоянием между ними 0,4—0,5 м близ дна и у поверхности и 0,7—0,8 м — в средней части сечения [17].

Расстояния между вертушками по ширине канала также принимаются обычно с возрастанием к середине; в примере с отечественной ГЭС они составляли:

№ вертикали	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расстояние, м	0,21	0,41	0,63	0,91	0,99	0,91	0,69	0,40	0,24

В другом случае, при ширине канала 6,6 м, устанавливалось 7 вертушек при следующих расстояниях между ними по ширине: 0,35; 0,70; 1,00; 1,25; 1,00; 0,70; 0,35 м.

Крайне важно применять при измерениях компонент-вертушки, т. е. вертушки нечувствительные к влиянию ко-струйности.

В распределении скоростей течения в водоподводящих каналах, вообще говоря, наблюдается некоторая неравномерность, выражающаяся в более или менее определенном увеличении скоростей течения от правой стороны к левой, что объясняется влиянием вращающейся в направлении часовой стрелки турбины.

В табл. 6 приведены иллюстрирующие это положение результаты измерений расходов воды в трех водоводах подводящего канала к турбине при тарировке на уже упоминавшейся отечественной ГЭС.

При тарировке турбины, помимо расхода воды, тщательно учитываются следующие величины и показатели ее работы:

1. Открытие направляющего аппарата.
2. Положение угла лопастей рабочего колеса (поворотн-лопастных турбин).
3. Напор.
4. Мощность.

Напор учитывается полезный:

$$H_n = H_r + \frac{v_{вх}^2}{2g} - \Sigma \Delta h - \frac{v_{вых}^2}{2g}$$

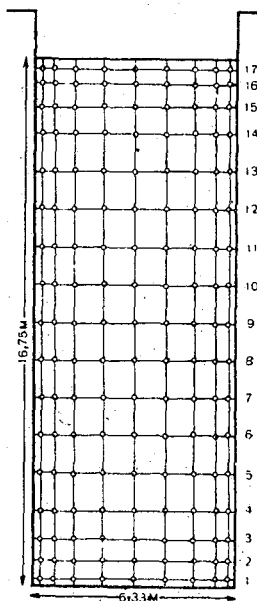


Рис. 44. Распределение скоростных точек при тарировке турбин в подводящем канале.

При этом из потерь особо тщательно следует учитывать потери на решетках Δh_p , измеряя уровни перед и за решетками при помощи поплавкового или иного устройства в водоводах тарированной турбины. Остальные потери — $\Delta h_{вх}$ (на вход), Δh_n (на пазы) и $\Delta h_{тр}$ (на трение) — определяют по формулам, приводимым в справочниках.

Учет скоростного напора при точных измерениях желателен, так как обычно скорости течения в подводящем и отводящем каналах различны. Средняя величина скорости течения может быть получена от деления расхода воды на площадь живого сечения каналов.

Скорость $v_{вх}$ следует определять в подводящем канале на участке до его сужения. Лист [17] рекомендует определение

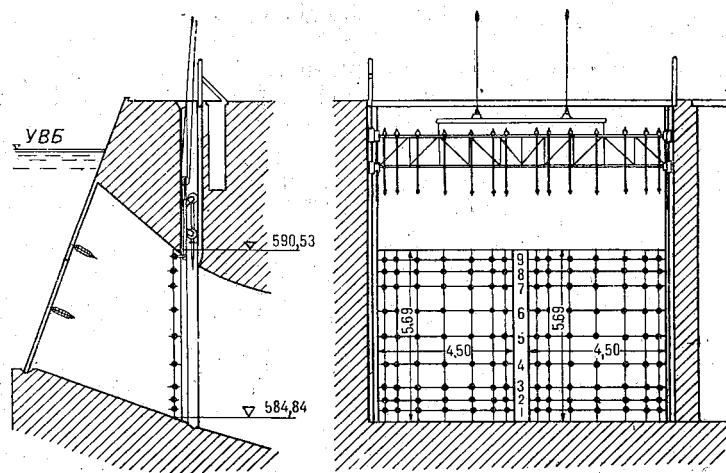


Рис. 45. Распределение скоростных точек при тарировке турбин в подводящем канале.

производить в сечении ниже решетки. Скорость $v_{вых}$ определяется в выходном сечении отсасывающей трубы.

Ниже приведены некоторые данные по тарировке поворотно-лопастной турбины одной отечественной ГЭС. Основной задачей тарировки являлась проверка комбинаторной зависимости (a , φ , H). Открытие направляющего аппарата a и углы разворота лопастей рабочего колеса φ устанавливались по ходу поршня соответствующих сервомоторов. Расположение скоростных точек в водоводе показано на рис. 44. Измерения носили серийный характер, причем каждому заданному значению φ соответствовал ряд измерений при различных a . Перечень измерений приведен в табл. 7. При указанных измерениях регистрировалась мощность на зажимах генератора по двум лабораторным ваттметрам и напор на основании наблюдений уровня

Таблица 7

Перечень измерений с указанием величин α и φ

Дата опыта	№ опыта	Угол установки лопастей рабочего колеса φ	Открытие направляющего аппарата	Способ замера	Способ регистрации работы вертушек α	Примечание
26/IX	1	-10,0°	465	останов.	секундомером	Опыт тренировочный. Обследован один только водовод № 3
21/IX	2	-10,0° -10,0°	465 465	останов. заездн.	секунд. и хроногр.	В водоводе № 3 работал и хронограф
23/IX	3	-5,1° -5,1° -5,1°	561 561 561	останов. заездн. "	хроногр. " "	В водоводе № 2 было 2 заезда
25/IX	4	0,0° 0,0°	636 636	останов. заездн.	" "	
26/IX	5	0,0° 0,0° 0,0°	636 670 592	" " "	" " "	
30/IX	6	+5,0° +5,0°	685 685	останов. заездн.	" "	
4/X	7	+15,1° +9,9° 0,0° 0,0° 0,0°	740 707 707 593 526	" " " " "	" " " " "	
5/X	8	+5,0° +5,0° +5,0° +5,0°	742 709 620 569	" " " "	" " " "	
6/X	9	-5,1° -5,1° -5,1° -5,1° +5,0°	670 592 512 471 742	" " " " "	" " " " "	

воды по самописцам верхнего и нижнего бьефов с учетом разности скоростных напоров. Результаты измерений подтвердили надежность комбинаторной зависимости, а также характеристики пропускной способности турбины.

При тарировке турбин на крупных высоконапорных деривационных ГЭС измерения скоростей течения приходится производить в трубопроводах. Мерное сечение следует выбирать на расстоянии не менее $20d$ трубопровода от вышерасположенного и $5d$ от нижерасположенного поворота или стеснения. В створе устанавливается крестовина из 2 штанг, на которых закрепляются по несколько вертушек на каждой (рис. 46). Опытom установлено, что величины и распределение скоростей в сечениях напорных трубопроводов в направлении от по-

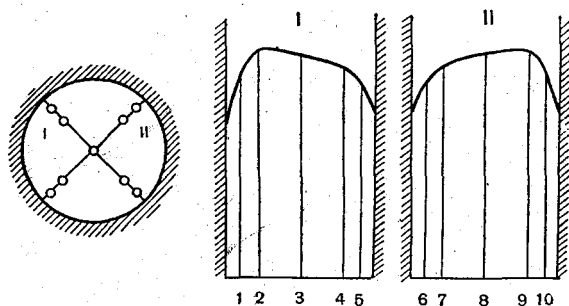


Рис. 46. Расположение вертушек в напорном трубопроводе и эюры скоростей течения по двум сечениям.

верхности к центру примерно одинаковы для любого диаметра. Поэтому тарировку допустимо производить даже при помощи одной штанги, т. е. с вертушками, расположенными по одному диаметру. Показания вертушек передаются на хронограф, причем провода пропускаются через специальное водонепроницаемое отверстие диаметром порядка 10 мм в трубопроводе.

На малых ГЭС тарировку турбин иногда приходится проводить на русловом гидростворе в нижнем бьефе из-за невозможности измерений в подводящем и отводящем каналах (см. подробнее в гл. IV).

На крупных ГЭС, помимо детальной тарировки турбин, требующей серьезной подготовки и возможно большей точности при измерениях, зачастую в очень трудных условиях, возможна гидрометрическая проверка общей точности подсчетов расходов воды через турбины. Такая проверка производится путем измерения ряда расходов воды в нижнем бьефе ГЭС, причем в периоды измерений на ГЭС поддерживаются каждый раз постоянные расходы, так же как и при детальной тарировке.

Подобная работа недавно была успешно проведена на одной волжской ГЭС. Расходы воды определялись на гидростворе в нескольких километрах ниже ГЭС. Скорости течения измерялись одновременно на 11 вертикалях. Расходы воды в створе ГЭС задавались по эксплуатационной характеристике турбин и для определенных серий измерений поддерживались постоянными; всего было измерено 15 расходов воды при трех различных постоянных величинах расходов воды на ГЭС, по 5 измерений на каждый постоянный расход. Результаты измерений приведены в табл. 8. Они позволили оценить точность подсчетов стока на ГЭС и признать ее достаточной.

Таблица 8

Результаты гидрометрической проверки точности подсчета расходов воды через турбины ГЭС

Дата	№ расхода воды	Уровни на г/ст, м	Число работавших турбин	Расходы воды, м ³ /сек.		Отклонения, %
				Q _{изм}	Q на ГЭС	
31/X	1	85,09	4	1348	1304	-3,8
	2	85,10	4	1358	1304	-4,0
	3	85,12	4	1358	1304	-4,0
	4	85,11	4	1358	1304	-4,0
3/XI	1	84,64	4	1029	1021	-1,0
	2	84,64	4	1026	1021	0,0
	3	84,66	4	1020	1021	0,0
	4	84,67	4	1060	1021	-3,7
	5	84,66	4	1043	1021	-2,1
4/XI	1	84,24	3	796	771	-3,1
	2	84,25	3	748	771	3,1
	3	84,26	3	773	771	0,0
	4	84,24	3	792	771	-2,7
	5	84,24	3	794	771	-2,9

Несколько иного характера поверочные измерения производились в нижних бьефах двух крупных ГЭС Ленэнерго. Расходы воды на гидростворах в нескольких километрах ниже ГЭС измерялись при помощи вертушек непрерывно в течение 2—3 дней при обычном режиме работы ГЭС. При обработке материала вводились поправки на добегание; измеренные расходы с поправками на добегание получились в общем близкими к расходам воды, подсчитываемым по эксплуатационным характеристикам турбин на ГЭС.

Кроме гидрометрического способа, для тарировки турбин применяется способ гидравлического удара.

Тарировка турбин способом гидравлического удара представляет большой интерес ввиду трудностей, связанных с ги-

дрометрической тарировкой. Способ основан на том, что в водоподводящем трубопроводе при быстром закрытии какого-либо затвора, например направляющего аппарата турбины, вследствие быстрого затормаживания движущейся массы воды происходит резкое увеличение давления, регистрируемое специальным самопишущим прибором в виде диаграммы «время — давление». По величине возросшего давления можно судить о величине расхода воды, протекавшей по трубопроводу перед закрытием затвора (рис. 47).

Гибсон [5] предложил следующую зависимость для определения расхода воды указанным способом:

$$Q = \frac{gA}{rsF} \text{ м}^3/\text{сек.},$$

где g — ускорение силы тяжести (9.81 м/сек.^2), A — площадь диаграммы «время — давление» в см^2 , r — число сантиметров,

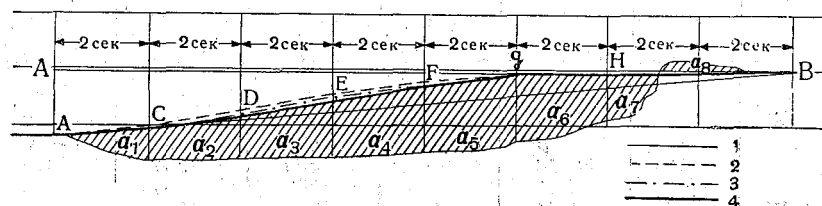


Рис. 47. Диаграмма «время — давление» к способу Г. Г. Горбунова.
Опыт 1. Сброс нагрузки 30 мвт в течение 16 сек. 1, 2, 3, 4 — первое, второе, третье и четвертое приближение при подсчете площади.

отвечающее разности давления в 1 м водяного столба, s — число сантиметров, отвечающее скорости движения ленты, F — коэффициент, характеризующий форму водовода между измерительными створами; этот коэффициент $F = \sum \frac{l_i}{\omega_i}$, где l_i — длина отдельных участков водовода, а ω_i — средняя площадь сечения участков.

Метод Гибсона, как указывалось выше, применяется в Америке; он успешно применялся в СССР при тарировке турбин Днепротэс. Шаффернак в свое время писал, что «сравнительные измерения с другими способами показали, что точность метода Гибсона почти равна точности вертушечных измерений, произведенных вертушками хорошего качества» [14].

Способ Гибсона требует, однако, наличия трубопровода и притом длиной не менее 20—30 м. Между тем на многих низконапорных крупных ГЭС трубопровода не имеется.

В таких случаях Г. Г. Горбунов (Ленэнерго) предлагает измерять давление при быстром закрытии затвора не в трубопроводе, а в отсасывающей трубе.

Для записи диаграммы «время — давление» Г. Г. Горбунов и С. И. Кончуков сконструировали прибор, «широкий сосуд которого, содержащий поплавок, присоединяется к коллектору, заложенному в выходном сечении отсасывающей трубы, а сменный сосуд — к коллектору, заложенному в наиболее суженном сечении трубы (в начале диффузора)» [4].

Способ Горбунова испытывался недавно при тарировке турбины Верхне-Свирской ГЭС. Сброс нагрузки 30 мвт был произведен при этом в течение 16 сек. Испытания на р. Свири ограничились измерением всего 4 расходов воды, причем определенный и вполне благоприятный результат был получен только для одного измерения, а в трех случаях получению данных помешали перебои в работе регистрирующего давление прибора. Способ Горбунова заслуживает всяческого внимания и требует дальнейших производственных испытаний.

Наличие изменений кпд турбины и ее пропускной способности может быть установлено по надежно работающим расходомерам, даже если они не протарированы.

В этом отношении заслуживает внимания способ проверки комбинаторной зависимости с помощью непротарированных расходомеров, работающих бесперебойно при умелой эксплуатации.

По предлагаемому способу [18] для ряда значений мощностей N_1, N_2, \dots при постоянном напоре H следует отметить соответствующие разности давлений $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots$ на расходомере.

Значения N_1, N_2 и т. д. являются величинами мощности, используемыми при текущем подсчете расходов воды по характеристике пропускной способности, которая, как предполагается, соответствует работе турбины на наивыгоднейшем режиме. Поэтому, согласно характеристике, по данным значениям N_1, N_2 и т. д. при данном H будут получены значения расходов воды, со-

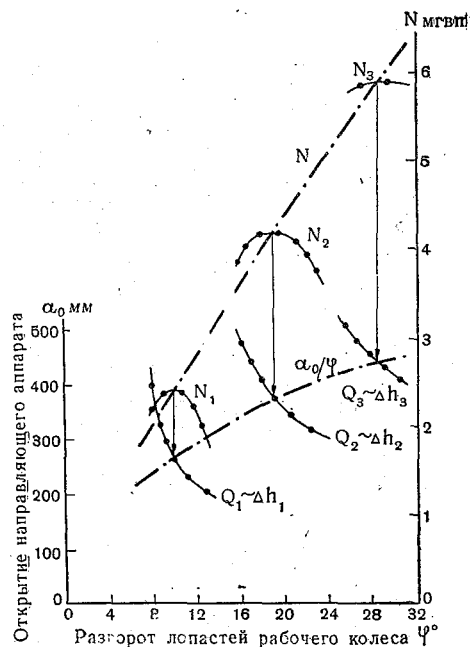


Рис. 48. Установка поворотно-лопастных турбин на наилучшие кпд с помощью расходомера.

ответствующих наивыгоднейшим кпд. Однако на самом деле неизвестно, являются ли значения полученных расходов воды истинными, поскольку неизвестно, поддерживается ли в действительности регулированием (комбинаторным устройством) наивыгоднейший режим на ГЭС. Можно допустить, что истинным значениям расходов воды отвечают полученные на расходомере разности давления $\Delta h_1, \Delta h_2$ и т. д. Если они соответствуют наивыгоднейшему режиму, то значения N_1, N_2 и т. д. должны быть наибольшими возможными при данном расходе воды и данном напоре.

Удостовериться в этом можно, проведя в производственных условиях серию следующих испытаний.

Будем поддерживать на расходомере разность давления Δh_1 постоянной при постоянном напоре, изменяя соотношение a/ϕ . Мощность будет изменяться. Максимальная мощность будет соответствовать наивыгоднейшему режиму.

Если мощность $N_{\text{макс}}$ совпадает с первоначально полученным значением мощности N_1 , это будет свидетельством работы турбины на наивыгоднейшем режиме. В противном случае можно считать, при условии доверия к показаниям расходомера, что турбина работает не с наивыгоднейшим кпд, т. е. не при наилучшем соотношении a/ϕ , и расход воды, снимаемый с характеристики пропускной способности по полученному N_1 , при данном H будет преуменьшенным.

Такие же испытания надо проделать для $\Delta h_2, \Delta h_3$, и т. д. В конце концов получится кривая наивыгоднейшего соотношения a/ϕ , связанная со значениями Δh . С ее помощью можно регулировать работу турбин. Кривая и ее получение изображены на рис. 48.

Тарировка расходомеров

Манометры расходомеров до установки на место нужно градуировать, т. е. разметить шкалу указывающего прибора и определить постоянное число счетчика, суммирующего сток. Градуировку шкалы указывающего прибора проводят лабораторным дифференциальным манометром. Пределы возможного перепада ртути для заданных точек отвода давления в спиральной камере турбины определяются из режима турбины, т. е. ее предельных напоров, мощностей и расходов воды, предварительно по характеристикам пропускной способности.

Следовательно, в результате получают зависимость между расходом воды (Q), проходящим через турбинную камеру, и перепадом (Δh) ртути в манометре, т. е. кривую $Q = K\sqrt{\Delta h}$.

Характер этой зависимости позволяет утверждать, что для инструментальной натурной тарировки расходомера, т. е. для

определения величины K , не обязательно производство многочисленных замеров величин Q и Δh , а достаточно получить лишь несколько (4—5) значений расходов воды Q , наиболее часто встречающихся в условиях эксплуатации, и соответствующих им величин Δh . Некоторые исследователи идут еще дальше и полагают, что связь между турбинным расходом воды (Q) и перепадом давления в спиральной камере (Δh) может быть получена без инструментального измерения расхода воды с помощью заводских характеристик гидроагрегата.

Глава II

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СБРОСНЫХ РАСХОДОВ НА ГЭС И ГИДРОУЗЛАХ

Вторая составляющая суммарного расхода воды в створе той или иной ГЭС ($Q_{\text{сб}}$) представляет расход воды, который в силу различных причин не может быть в данное время использован для выработки энергии в створе ГЭС или гидроузла и сбрасывается через специальные водосливные устройства.

Пропускная способность водосливных устройств определяется при проектировании ГЭС. Расчеты производятся обычно по существующим гидравлическим формулам, причем значения эмпирических коэффициентов в этих формулах в настоящее время в отношении крупных ГЭС обычно уточняются на основе данных лабораторных испытаний на модели проектируемой плотины. При расчетах решающее значение для размеров водосливного фронта в целом (рис. 49) имеет, конечно, класс сооружения и величина заданного максимального расхода воды, очень часто преувеличиваемая, но, несомненно, известную роль играет также выбор расчетных гидравлических формул и коэффициентов в них.

При указанных расчетах гидротехники до последнего времени видели свою основную задачу в абсолютном обеспечении пропуска через плотину максимальных расходов. Это приводило и приводит нередко к тому, что сверх того запаса, который заключен в самой величине заданных максимальных расходов, при расчетах пропускной способности плотины по формулам и даже на основе данных лабораторных испытаний (см. пример на стр. 97) вводился дополнительный запас.

Сравнение данных по стоку в створах ГЭС и на ближайших к ним постах Гидрометслужбы свидетельствует, как уже упоминалось, о том, что сток в створах ГЭС в большинстве случаев получается несколько меньшим, чем на соответствующих постах ГМС. Расхождения указанного знака могут, разумеется, объясняться различными причинами, как-то: преуменьшением стока через турбины, преувеличением стока на постах

и т. д. Однако в какой-то мере здесь играет роль и запас в расчетах сбросных расходов воды. В настоящее время к гидротехникам и энергетикам предъявляется справедливое требование давать не только надежные, но и экономически оправданные расчеты. Очевидно, это скажется, помимо выбора величин расчетных максимальных расходов, и на более строгом отношении к возможным запасам в гидравлических расчетах. Основной задачей гидрологов является добиваться возможно более точного учета стока на ГЭС. При осуществлении этого они могут способствовать уточнению расчетов вообще и тем самым внести свой вклад в дело удешевления строительства новых ГЭС. В связи с указанной задачей гидрологи должны иметь достаточно ясное представление о современном положении дела с расчетами расходов воды через водосливные отверстия на ГЭС, должны уметь самостоятельно прокорректировать эти расчеты и настоять на внесении в них необходимых поправок. Гидрологам необходимо также знать о существующих неясностях и неопределенностях в рекомендациях по расчетам сбросных расходов, устранимых иногда только путем натурной проверки, а также о нередко встречающихся «случайных» ошибках (неверные указатели отсчета открытия щитов и др.), бороться с которыми можно только путем непосредственного контроля.

При освещении данного вопроса в настоящей главе ставится цель познакомить гидрологов не только с состоянием

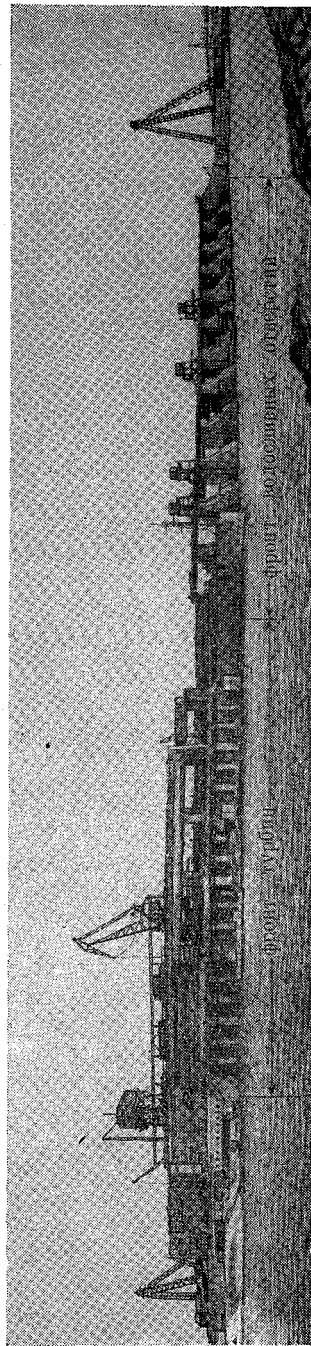


Рис. 49. Общий вид крупной ГЭС.

дела в отношении существующей методики расчетов, но и с приложением их на практике.

Заметим, что главной причиной, обуславливающей сбросы, является превышение притока воды к гидроузлу над предельно возможным полезным стоком (через турбины, через шлюзы и на прочие нужды) при невозможности полного зарегулирования излишков притока в водохранилище (в верхнем бьефе ГЭС или выше по реке и на притоках). При наличии водохранилища большой емкости, обеспечивающего многолетнее регулирование стока, сбросы будут минимальными. Например, на Рыбинской ГЭС, располагающей огромным регулятором стока в виде Рыбинского водохранилища, сбросы за 15-летний период (1942—1957 гг.) эксплуатации ГЭС производились всего один раз и составили ничтожную долю (0,4%) от полного стока за период. Таково же положение на Верхне-Свирской ГЭС, где сток зарегулирован Онежским озером, и на Иркутской станции, где имеется такой мощный регулятор стока, как оз. Байкал.

На ГЭС, не имеющих, по существу, водохранилища, а только подпорный верхний бьеф в пределах русла реки, сбросы, как правило, производятся ежегодно в периоды основного, а иногда и второстепенных паводков и составляют в среднем 30—50% от годового стока (Волховская, Кегумская ГЭС и др.), а на многих малых ГЭС и больше 50%. На величину сбросов оказывают влияние, помимо искусственного зарегулирования стока, также естественный водный режим реки и пропускная способность турбин.

1. СХЕМЫ ОТВЕДЕНИЯ НЕИСПОЛЬЗУЕМЫХ¹ РАСХОДОВ ВОДЫ И РАЗМЕЩЕНИЕ ВОДОСЛИВНЫХ ОТВЕРСТИЙ

Неиспользуемые расходы воды $Q_{\text{нп}}$ сбрасываются или пропускаются в реку, помимо турбин, различными путями и способами. Схемы отведения неиспользуемых расходов воды связаны в значительной мере с типами ГЭС.

Напомним, что у русловых ГЭС сооружения, как правило, сосредоточены в одном узле (исключения указаны в гл. I); у смешанных и чисто деривационных ГЭС плотина и здание ГЭС расположены в разных местах.

В соответствии с указанным, основные схемы отведения неиспользуемых расходов воды таковы:

1. На русловых ГЭС водосливные устройства сосредоточены, как правило, в одном пункте, а именно в створе ГЭС (рис. 53), при различном распределении по створу и разных типах водосливных отверстий. В отдельных, в общем редких случаях расположения плотины и здания ГЭС русловой гидроустановки

¹ Термин «неиспользуемый» расход воды является закономерным для всех типов ГЭС, за исключением гидроаккумулирующих ГЭС (см. гл. I).

в двух пунктах (рис. 13) водосливные устройства в зависимости от условий на данном объекте располагают либо в одном пункте — в створе плотины, либо в двух пунктах — на плотине и в створе ГЭС. На совмещенных русловых ГЭС основные водосливные отверстия располагаются, как известно, на водосливной плотине и, кроме того, имеются водосливные отверстия в блоках ГЭС рядом с турбинными трактами. Имеются случаи расположения на совмещенных ГЭС водосливных отверстий полностью в блоках ГЭС (Иркутская, Камская ГЭС и др.).

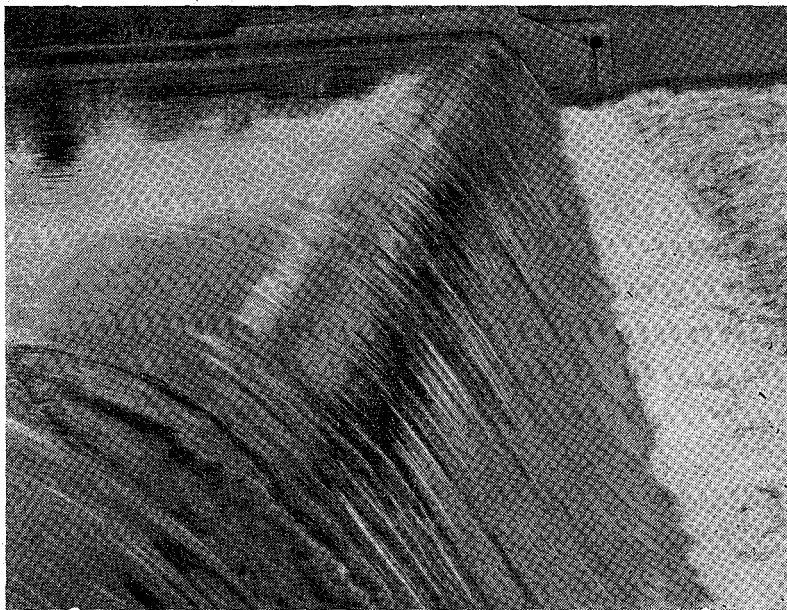


Рис. 50. Перелив через гребень глухой водосливной плотины (водослив практического профиля).

2. На смешанных ГЭС водосливные устройства располагаются в следующих местах (рис. 5): а) на плотине в русле реки в целях отведения основных неиспользуемых расходов воды; б) на линии деривации, обычно в уравнительном бассейне, для сброса вод при непредвиденных остановках ГЭС.

3. На деривационных ГЭС водосливные устройства располагаются на линии деривации, обычно также в уравнительном бассейне (рис. 17), а для учета количества воды, пропускаемого в реку, помимо деривации, применяется при необходимости обычный гидрометрический способ наблюдений за уровнями воды и измерений расходов воды на русловом посту.

Способы сброса воды и размещение водосливных отверстий в плотинном узле ГЭС и по линии деривации, а также выбор вида отверстий зависят от ряда обстоятельств, среди которых отметим следующие:

- 1) тип и расположение основных сооружений,
- 2) величина расчетного максимального расхода воды,
- 3) сила и характер ледохода,
- 4) необходимость опорожнения водохранилища,
- 5) режим водного потока и русла при сбросах непосредственно ниже сооружения.

Отведение неиспользуемых расходов воды производится в основном следующими способами:

- 1) путем свободного перелива через гребень глухой водосливной плотины (рис. 50), допускающей по роду материала

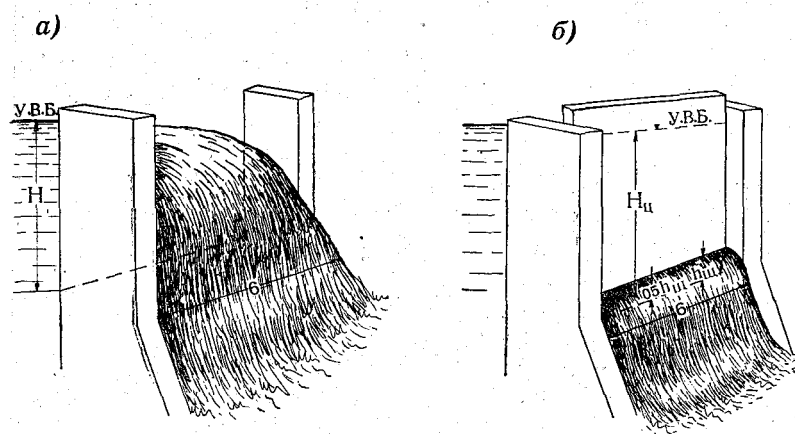


Рис. 51. Основные гидравлические типы отверстий.

а — водослив; перелив через вырез в стенке; б — донное отверстие; истечение из-под щита.

(каменные, бетонные, железобетонные плотины) подобный перелив; на низконапорных малых ГЭС при широкой пойме, перекрытой земляной дамбой, в отдельных случаях допускается перелив высоких вод через дамбу с последующим ее восстановлением;

2) посредством сброса воды через поверхностные щитовые отверстия в плотине или вне ее. Здесь термин «поверхностные» применен в конструктивном, а не в гидравлическом понимании, т. е. поверхностными называются все отверстия в плотине или вне ее, начинающиеся от поверхности (ребра) сооружения. Подобные отверстия в зависимости от типа затворов и от пол-

ного или частичного их открытия¹ могут работать и как водосливы, т. е. при свободном доступе воздуха к переливающейся струе сверху, и как отверстия, т. е. без доступа воздуха к струе сверху (рис. 51);

3) путем сброса вод через глубинные водосбросы и водоспуски — галереи, туннели, трубы, закладываемые в тело плотины

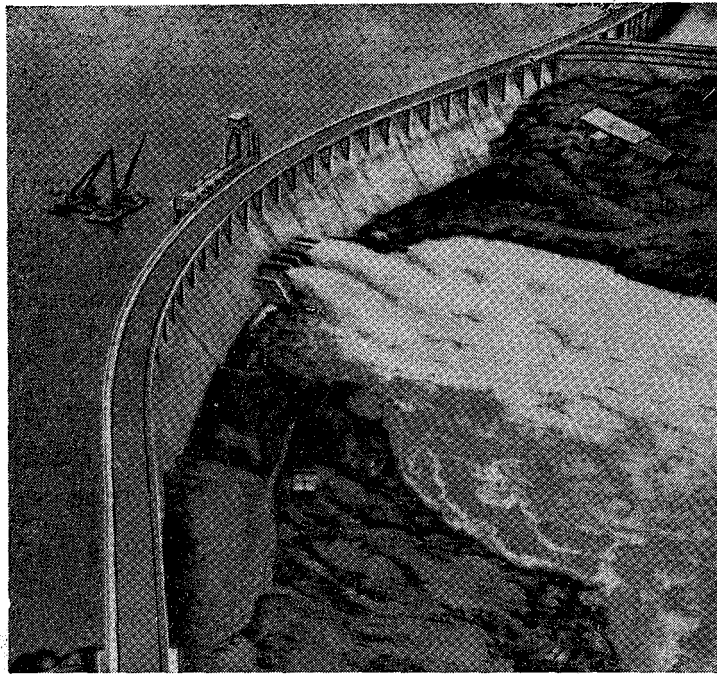


Рис. 52. Сброс воды через глубинный водосброс.

тины или в берега и работающие исключительно под напором (рис. 52).

На практике сбросные расходы воды на русловых приплотинных низко- и средненапорных ГЭС в настоящее время в большинстве случаев отводятся через поверхностные водосливные отверстия в плотине, однако встречаются случаи комбинированного отведения сбросных расходов, например, через гребень глухой плотины и через глубокие поверхностные водоспуски, расположенные вне плотины (рис. 53).

¹ При подъеме щита на неполную высоту под открытием его понимается высота, на которую поднят щит над порогом водосливного отверстия, т. е. над ребром верхней грани следующего нижнего ряда щитов или над порогом водосливной части плотины, а иногда непосредственно над флютбетом.

При наличии высоких плотин сбросы осуществляются чаще через гребень плотины или неглубокие поверхностные водосливы и дополнительно через глубинные водоспуски, которые при необходимости служат, кроме того, для опорожнения водохранилища (рис. 54). Для совмещенных ГЭС в отношении отверстий, расположенных в гидроблоках ГЭС, в настоящее время продолжают поиски лучших решений. Здесь встречаются водосливные отверстия общего поверхностного типа, например в случаях, где сбросные расходы пропускаются поверх помещений для гидрагрегатов (рис. 15), и отверстия с довольно сложными конструктивными формами, называемые иногда «фигурными водосливами», близкие к глубинным водосбросам.

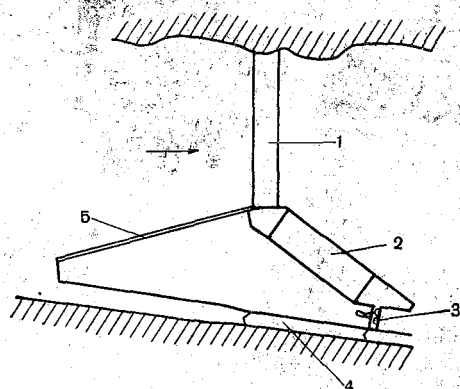


Рис. 53. Расположение отдельных сооружений в створе ГЭС.

1 — глухая водосливная плотина; 2 — здание ГЭС; 3 — донные водосбросы; 4 — шлюз; 5 — ледозащитная стенка.

В отношении размещения водосливных отверстий в створе русловой ГЭС и на приплотинном узле гидроустановки основные случаи таковы:

1. Водосливные отверстия однотипны и равномерно распределены в пределах водосливной части плотины и через них осуществляются сбросы воды и пропуск льда (Днепровская, Горьковская ГЭС и др.) (рис. 49). На Горьковской ГЭС для пропуска сбросных расходов водо-

сливная плотина имеет 12 пролетов по 20 м в свету, закрываемых 2 плоскими щитами каждый, при общей высоте щитов 10,4 м.

2. Водосливные отверстия распределены неравномерно по высоте или длине в пределах водосливной части плотины, но принадлежат к одному виду (поверхностным или глубинным водосбросам) (рис. 55).

3. Водосливные отверстия распределены неравномерно в створе ГЭС и принадлежат к различным видам водосбросов (рис. 56).

Затворы водосливных отверстий. Работа водосливных отверстий и расчет величин сбрасываемых через них расходов воды в известной мере зависят, помимо прочего, от типа, расположения и размеров затворов, устанавливаемых в пролетах плотины и на отдельных водосбросах и водоспусках вне плотины. К основным типам затворов относятся следующие (рис. 57):

1. Плоские щиты.

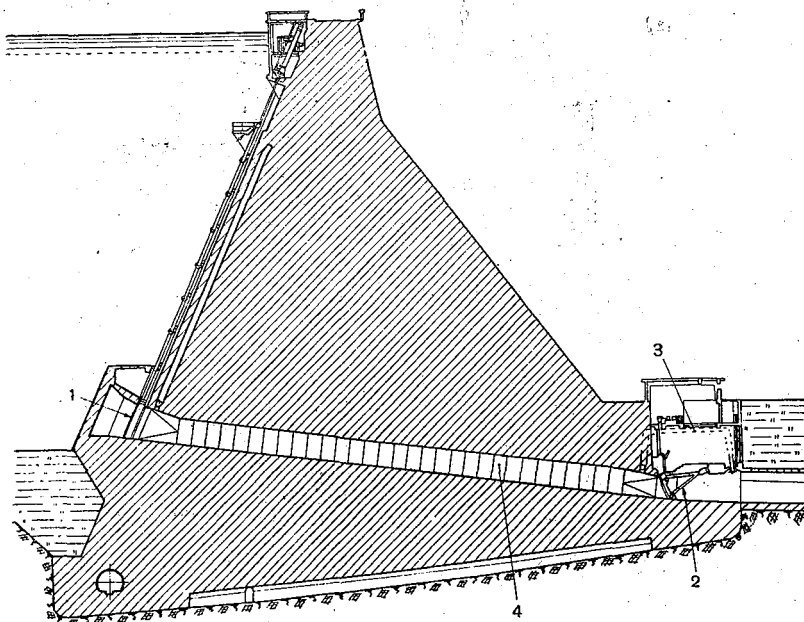


Рис. 54. Глубинный водоспуск в теле плотины.
1 — затвор при входе в галерею, 2 — затвор при выходе из галереи, 3 — подъемные устройства затвора, 4 — галерея.

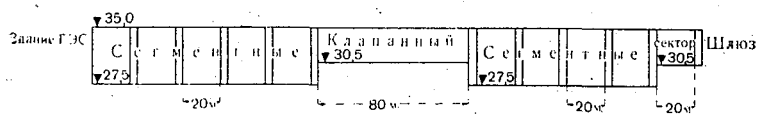


Рис. 55. Схема неравномерного размещения поверхностных водосливных отверстий на плотине крупной ГЭС.

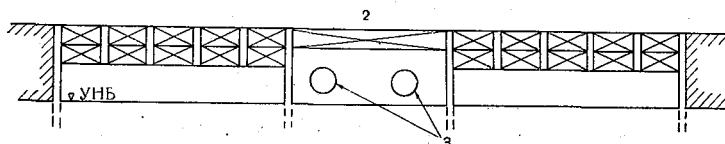


Рис. 56. Схема размещения различного вида водосбросов (поверхностных и глубинных) в створе ГЭС.
1 — плоские щиты, 2 — клапанный щит, 3 — глубинные водосбросы.

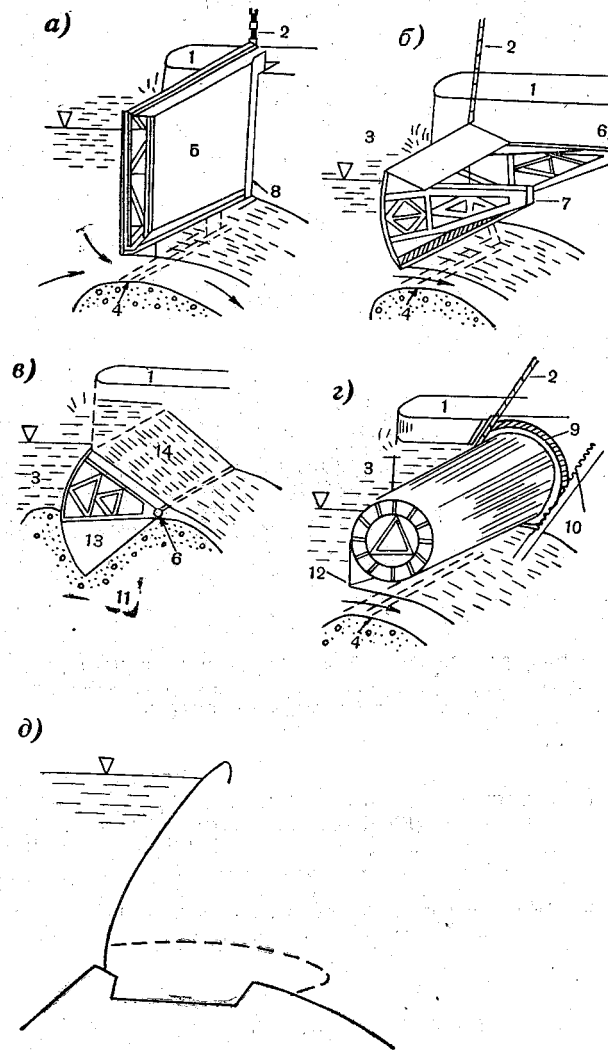


Рис. 57. Основные типы затворов.
a — плоский щитовой, *б* — сегментный, *в* — секторный, *г* — вальцовый, *д* — клапанный.
 1 — бычок, 2 — тяга, 3 — затвор, 4 — порог, 5 — щит, 6 — шарнир, 7 — ноги затвора, 8 — паз, 9 — зубчатое колесо, 10 — рейка, 11 — флютбет, 12 — козырек, 13 — ниша, 14 — обшивка.

2. Сегментные затворы.
3. Секторные затворы.
4. Клапанные затворы.
5. Вальцовые затворы.

Упомянутые затворы представлены на действующих ГЭС или одним каким-либо типом, главным образом плоскими щитами (ими оборудованы, например, волжские и днепровские

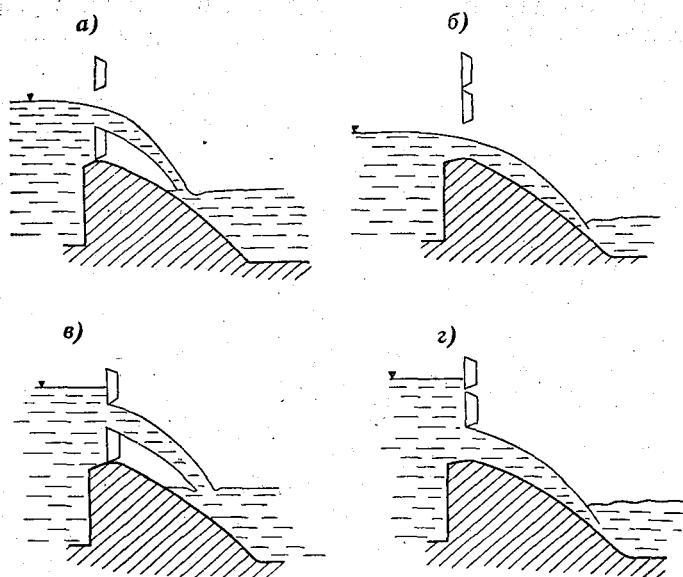


Рис. 58. Различные открытия двухсекционных плоских щитов.

а — водослив с тонкой стенкой; верхний щит поднят полностью, нижний — на месте; *б* — водослив практического профиля, обе секции щитов подняты полностью; *в* — истечение через отверстие в тонкой стенке; верхний щит приподнят, нижний щит на месте; *г* — истечение через донное отверстие; обе секции щитов приподняты.

ГЭС), или несколькими типами в различной комбинации друг с другом; например, на Кегумской ГЭС (Зап. Двина) применены сегментные, секторные и клапанные затворы.

1. Плоские щиты, по имеющимся сведениям, составляют в СССР около 80% всех затворов на крупных ГЭС и решительно преобладают на малых ГЭС. По приспособлению для передвижения в пазах плоские щиты на крупных ГЭС, как правило, относятся к колесным. На крупных ГЭС для сброса излишних вод применяются большей частью щиты, перекрывающие пролеты шириной 15—25 м и в отдельных случаях до 40 м; при высоте отдельных щитов 5—12 и до 14 м они устанавливаются в соответствующих отверстиях низконапорных ГЭС на гребне плотины. При значительных вертикальных

размерах отверстий подобные щиты располагаются обычно в два ряда по высоте отверстия (рис. 58). В этом случае при подъеме щитов одного или обоих рядов на полный выем будет иметь место слив воды при свободном доступе воздуха к струе сверху, т. е. явление водослива (см. стр. 89), а при неполном выеме щитов — истечение через отверстие (см. стр. 111).

При необходимости не только сброса излишней воды, но и для спуска бьефа в целом (иногда для отведения строительных расходов воды) устраивают отверстия при значительной

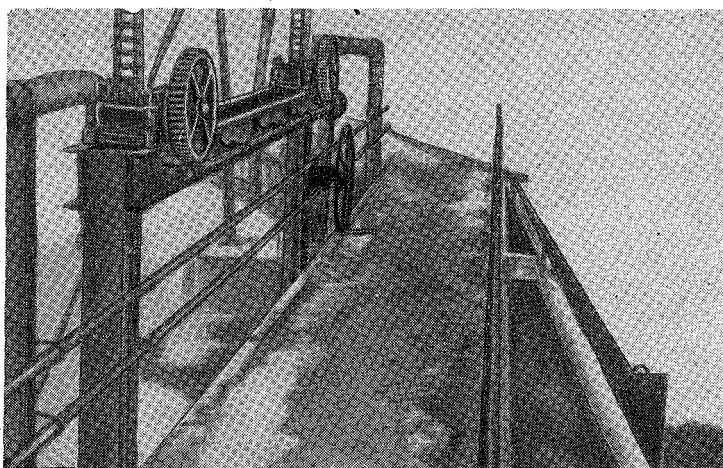


Рис. 59. Подъемное устройство для крупноразмерного щита (2,5×5 м) на малой ГЭС.

глубине заложения их порога (глубокие отверстия). Такие отверстия занимают обычно небольшую часть всего водосливного фронта, а иногда располагаются и в стороне от плотины; отношение ширины к высоте таких отверстий бывает порядка 1 : 2 (рис. 93). Здесь работа отверстия при полном выеме щитов практикуется редко. При полном выеме щитов имеет место истечение через донное отверстие с переходом при открытиях щита, близких к полному выему, к явлению водослива (см. пример на стр. 145).

На малых ГЭС преобладают малоразмерные плоские щиты сечением порядка 1,0 × 1,0 м, но в последние годы наблюдается переход к щитам более крупных размеров, порядка 3,0 × 2,0 м, 5,0 × 2,5 м, растянутой формы.

Подъем плоских щитов производится на большинстве ГЭС с помощью передвижных порталных кранов, на малых ГЭС — с помощью подъемных блоков, лебедок и передаточных

устройств (рис. 59), обычно путем приведения их в действие вручную.

Плоские щиты на крупных ГЭС представляют собой металлические конструкции с плоской обшивкой (рис. 60). Иногда при малых размерах применяются деревянные щиты. На ма-

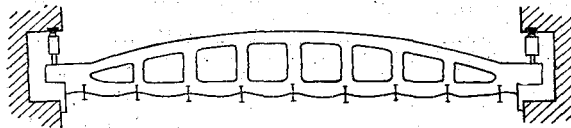


Рис. 60. Схема плоского щита в плане.

лых ГЭС деревянные щиты из брусьев или толстых досок являются преобладающими.

Плоские щиты, как правило, устанавливаются вертикально, что проще и надежнее в конструктивном и расчетном на прочность отношениях. Вместе с тем установка щитов с наклоном по течению увеличивает пропускную способность водослива (см. стр. 105).

2 и 3. Сегментные и секторные затворы занимают на отечественных крупных ГЭС в количественном отношении следующее после плоских щитов место. Они встречаются в отдельных случаях и на районных малых ГЭС; например, сегментные затворы установлены на Стеблевской ГЭС на р. Рось (Украина). За рубежом сегментные затворы распространены довольно широко. Они применяются, так же как и плоские щиты, на поверхностных отверстиях низко- и средненапорных ГЭС (рис. 61), а также на глубинных водосбросах.

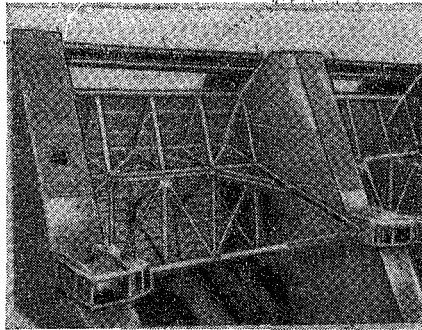


Рис. 61. Сегментный затвор (вид с нижнего бьефа).

Сегментный (секторный) затвор представляет собой металлическую конструкцию соответствующей названию формы, опертую при помощи двух боковых рычагов на шарнирные опоры в стенках отверстия (рис. 61). Ниш или пазов в стенках отверстия для сегментных и секторных затворов устраивать не требуется, что является их преимуществом, в частности и гидравлическим, по сравнению с плоскими, а также рассматриваемыми ниже вальцовыми затворами. Другим преимуществом является относительно небольшое усилие,

необходимое для подъема сегментных щитов, поскольку сила трения практически почти не участвует в сопротивлении подъему. Недостатком при применении сегментных (секторных) щитов является необходимость иметь достаточно длинные быки (стенки) для помещения вытянутого в направлении движения потока затвора. Открытие сегментных затворов производится, как правило, путем подъема; секторных щитов — чаще всего посредством опускания или подъема в специальный выем в теле плотины (рис. 62). Обычная ширина применяемых затворов

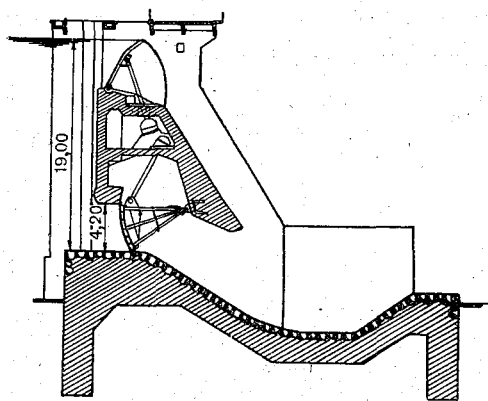


Рис. 62. Секторный затвор с подъемом в выем в теле плотины.

15—25 м (наибольшая известная 45 м), высота 3—9 м и до 11—12 м в отдельных случаях.

Управление подъемом сегментных затворов возможно механическим или гидравлическим способом. Гидравлическое управление осуществляется с помощью сервомоторов и масляного давления на соответствующее поршневое устройство. Применять этот способ наиболее целесообразно при затрате больших усилий и небольшой высоте подъема.

Он чаще применяется на глубинных водосбросах, причем источник силы для подъема располагается непосредственно над отверстием в теле плотины.

Сегментные и секторные затворы по своей форме и движению при подъеме приспособлены для сопротивления скручивающим и изгибающим усилиям, и путь поршня, управляющего их перемещением, может быть уменьшен по сравнению с высотой подъема щита при условии, что поршень будет ходить на сравнительно коротком рычаге. Пример подобного устройства показан на рис. 63.

Сегментные и секторные затворы на ГЭС в СССР устанавливаются в один ряд по высоте. За рубежом в последнее время имеются случаи применения сегментных затворов в два ряда.

4. Клапанные затворы служат для закрытия неглубоких поверхностных отверстий и предназначаются для использования на реках со значительным ледоходом, помимо сброса излишних вод, также и для пропуска льда. Они представляют собой простую металлическую или железобетонную конструкцию из листов или плит, устанавливаемую на гребне (пороге) плотины на стержневых опорах или, вернее, подпорках (рис. 64). Обычно листы

имеют слабо выпуклую в сторону верхнего бьефа форму с козырьком на верхнем конце и устанавливаются с небольшим

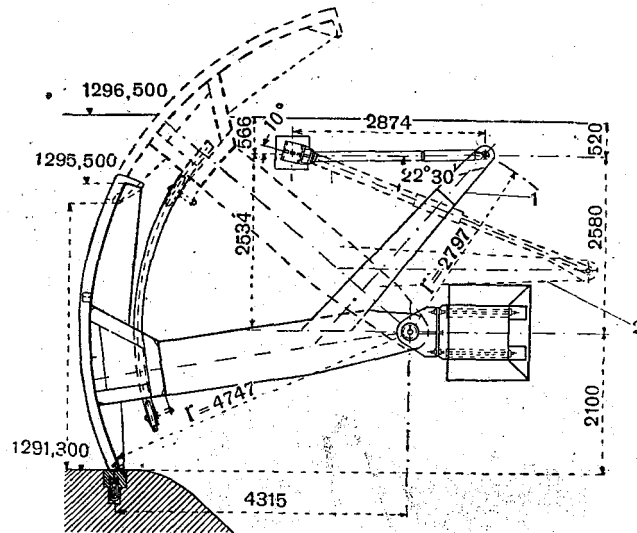


Рис. 63. Подъем сегментного затвора гидравлическим способом.
1 — поршень при закрытом затворе; 2 — поршень при поднятом затворе.

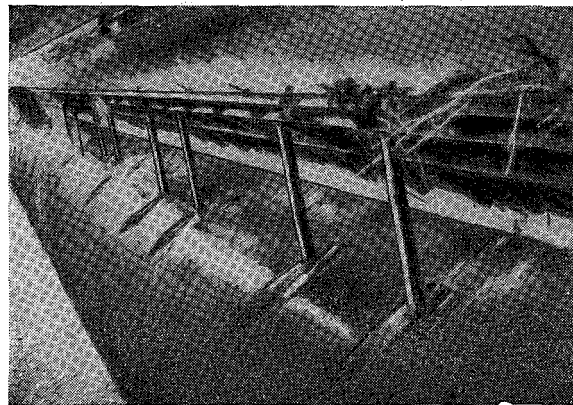


Рис. 64. Стержневые опоры клапанного затвора.

наклоном в сторону течения. Клапанными затворами перекрываются пролеты до 50—80 м (Кегумская ГЭС) при высоте 3—5 м. Открытие производится опусканием затвора механическим путем, причем при полном открытии затвор укла-

дывается на гребень плотины, образуя широкий порог (рис. 65), что с точки зрения пропускной способности отверстия является неблагоприятным. При неполном открытии затвор может устанавливаться под различными углами к гребню, причем пропускная способность относительно увеличивается по сравнению с переливом не только через широкий порог, но и через вертикальную тонкую стенку (см. стр. 105).

Клапанные затворы пока применены на единичных отечественных ГЭС, например на Кегумской и Нарвской ГЭС. Не-

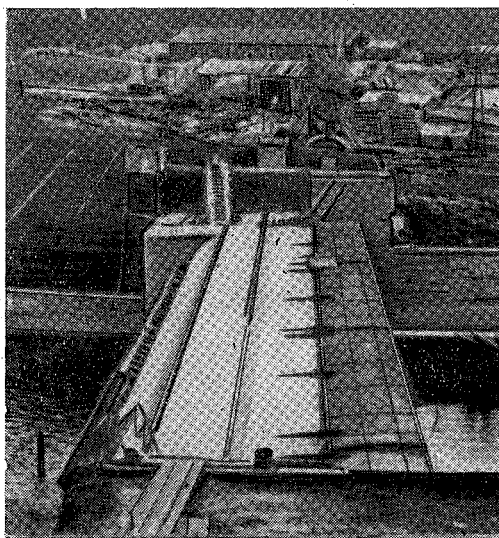


Рис. 65. Клапанный затвор в опущенном состоянии.

сомненно, применение указанных затворов будет увеличиваться, в частности, в случаях комбинации мелких поверхностных отверстий с глубинными водосбросами.

5. Вальцовые, или цилиндрические, затворы представляют полые цилиндры длиной до 30—40 м и высотой до 4—5 м. Широкого распространения на плотинах ГЭС они не получили. Наиболее применимы эти затворы на глубинных водосбросах, но требуют ниш, в которых, как и в случаях плоских щитов, располагаются подъемные приспособления в виде зубчатых реек.

Помимо указанных типов затворов, в настоящее время встречаются затворы и некоторых других форм, например складные щиты, игольчатые затворы и др., которых мы здесь не касаемся ввиду их ограниченного применения.

Большое практическое значение для учета стока имеет точная регистрация величин открытий щитовых отверстий, которая на крупных ГЭС производится путем отсчетов на специальных регистрирующих устройствах или по шкале на стенке промежуточного бычка, или на самом щите. Вследствие неточной передачи или по другим причинам показания регистрирующих устройств иногда оказываются неточными и их проверка при ремонте затворов обязательна, за чем необходимо следить гидрологам, контролирующим учет стока.

На малых ГЭС регистрация неполного подъема щитов производится обычно путем отсчета делений, нанесенных на щите по метке на устое или стойке, при условии, что при полном закрытии щита против упомянутой метки приходится нулевое деление на щите.

2. РАСЧЕТ РАСХОДОВ ВОДЫ ЧЕРЕЗ ВОДОСЛИВЫ

Общие определения

Все случаи прохождения водного потока через плотины и водосливные отверстия в них, в том числе и через глубинные водосбросы, в отношении происходящего при этом гидравлического явления объединяют в две большие группы:

- 1) водосливы,
- 2) истечение через отверстия.

Под водосливом, как известно, следует понимать прежде всего гидравлическое явление, при котором струя или поток воды (жидкости) переливается через вырез в стенке при свободном доступе воздуха к струе сверху (рис. 66).

Под приведенное определение подходит и свободный перелив через гребень глухой плотины. Вместе с тем водосливом называют нередко и само устройство или отдельное сооружение, обеспечивающее соответствующим образом сброс воды на плотине или непосредственно в русле малой реки или канала (рис. 67).

Истечение через отверстие представляет гидравлическое явление, при котором струя или поток воды вытекает из отверстия в стенке, в том числе в теле плотины, при отсутствии доступа воздуха к струе со стороны верхнего бьефа. Отверстие в преграждающей поток стенке может находиться на любой высоте над дном потока, над флютбетом или порогом плотины. Отверстия, примыкающие ко дну, называют донными отверстиями. В таких отверстиях струя воды не испытывает сжатия по дну.

Водосливы и истечение через отверстия как гидравлические явления разделяются на ряд подгрупп в зависимости от конструктивных особенностей водосливных частей сооружений и

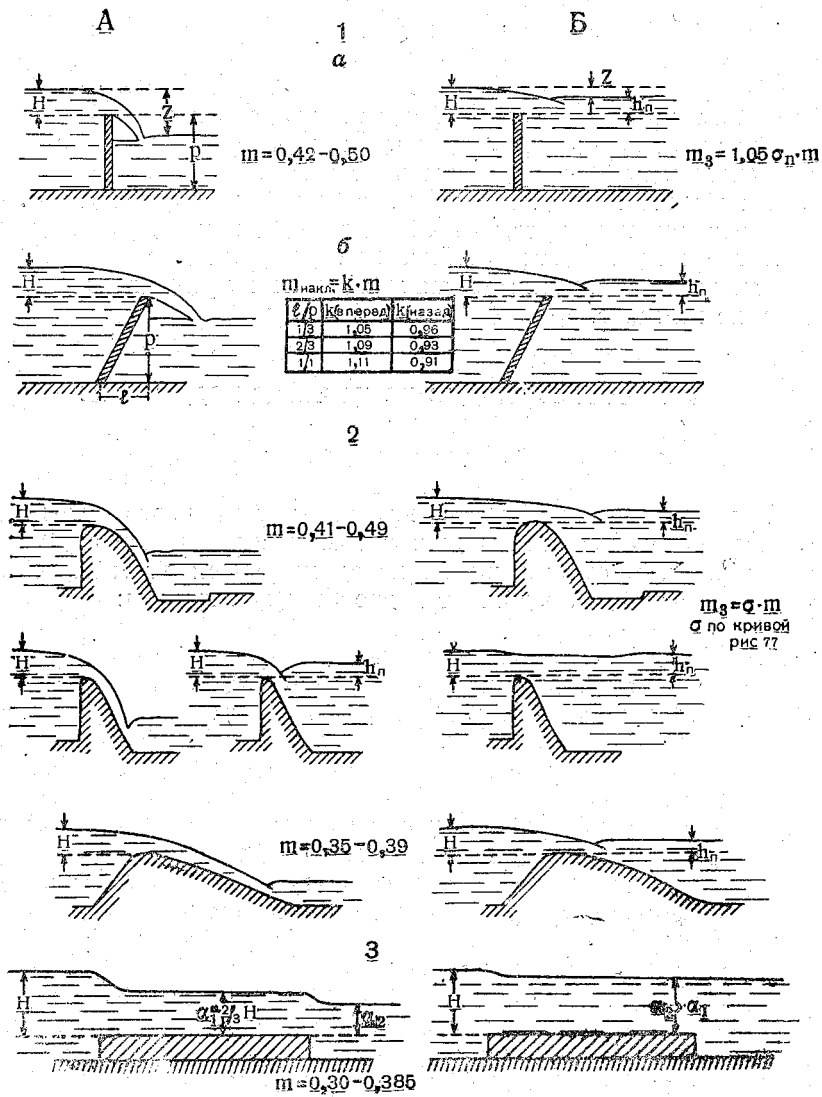


Рис. 66. Водосливы.

А — незатопленные водосливы, Б — затопленные водосливы.
 1 — водосливы с тонкой стенкой, а — вертикальный плоский щит, б — наклонный плоский щит, 2 — водосливы практических профилей, 3 — водосливы с широким порогом.

различий в водном режиме, определяемых конструктивными и природными (гидрологическими, русловыми) условиями. К указанным основным признакам в отдельных случаях присоединяется также влияние различных типов затворов, а также характера и степени их открытия.

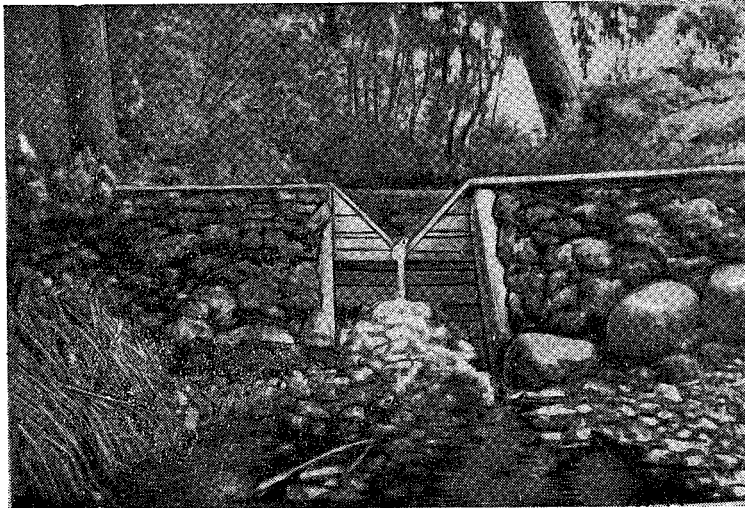


Рис. 67. Водослив в русле малой реки.

Водосливы

Водосливы разделяются на подгруппы по следующим основным признакам:

1. По форме стенки, причем на большинстве ГЭС, в первую очередь на низко- и средненапорных ГЭС, различие в форме стенки ограничивается различием в форме порога, через который происходит перелив воды.

2. По условию подтопления переливающейся струи со стороны нижнего бьефа или, точнее, реального воздействия уровня нижнего бьефа на величину переливающегося расхода воды.

3. По влиянию на величину расхода воды изменения напора на водослив по сравнению с расчетным.

По форме или по типу стенки различают:

- а) водосливы с тонкой стенкой,
- б) водосливы практических профилей,
- в) водосливы с широким порогом.

По условию влияния уровня нижнего бьефа на величину расхода воды через водослив различают: 1) незатопленные водосливы и 2) затопленные водосливы.

Классический случай водослива с тонкой стенкой имеем при переливе воды через вертикальный тонкий железный лист с острым ребром; в таком виде водослив исследовался в свое время Базеном.

В производственных условиях на ГЭС водослив с тонкой стенкой встречается при переливе воды главным образом через плоские щиты, причем толщина стенки или щита δ колеблется от 10—20 см у деревянных щитов на малых ГЭС до 0,5—1,0 м у щитов на крупных ГЭС, где верхняя поверхность щита бывает в отдельных случаях слегка закруглена и даже снабжена козырьком. В подобных случаях водосливы с тонкой стенкой могут рассматриваться как водосливы практических прямоугольных профилей. Это, впрочем, не имеет существен-

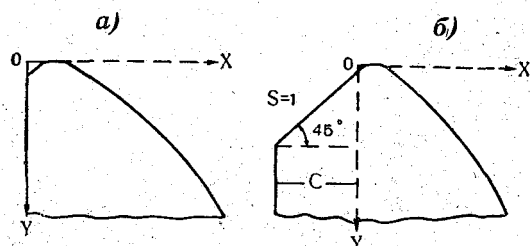


Рис. 68. Безвакуумные криволинейные водосливы.
а — с вертикальной боковой гранью, б — со срезанной боковой гранью.

ного значения для расчета расходов воды, и Н. Н. Павловский рекомендует при отношении напора H к толщине стенки δ

$$\frac{H}{\delta} > 2$$

вести расчет расходов воды через подобные водосливы как через водосливы с тонкой стенкой [25].

При переливе потока через стенку водослива на подходе к ней образуется своего рода кривая спада, длина которой l_c ориентировочно может быть принята равной

$$l_c \cong (3 - 4) H.$$

Напор на водосливе H над гранью перелива считают от уровня воды в верхнем бьефе перед водосливом вне зоны спада уровня. Поэтому и устройства для замера уровня воды перед водосливным фронтом плотины следует располагать на указанном расстоянии от порога, исключая влияние спада уровня.

Водосливы практических профилей встречаются различных форм и размеров. Основным видом являются безвакуумные водосливы криволинейных профилей (рис. 68 а, б).

Очертания оголовков глухих плотин и порогов водосливных отверстий на огромном большинстве ГЭС представляют именно водосливы криволинейных профилей, очерченных по координатам Кригера и Кригера — Офицера. В ряде случаев очертания оголовков водосливов устанавливаются на основе лабораторных исследований.

Значительно реже встречаются водосливы полигональных и, в частности, трапецеидальных профилей, причем в отношении расчета расходов воды для средних и низких профилей различие между ними и криволинейными профилями учитывается лишь небольшой, положительной для последних, процентной поправкой (см. стр. 106).

Водосливы практических профилей в тех многочисленных случаях, где они служат порогом в водосливных отверстиях плотины, закрываемых затворами того или иного типа, например плоскими щитами, служат основанием для затворов и работают как водосливы только в случаях полного или близкого к полному подъема затворов.

Порог плотины в водосливной ее части бывает в одних случаях однотипным по своему водосливному очертанию, а в других может иметь различные очертания и высоту в разных пролетах в соответствии с различным назначением этих пролетов и разным типом затворов. Подобный случай имеем, например, на Кегумской ГЭС, где в пролетах с сегментными, клапанными и секторными щитами очертания и высота порога различны.

Водослив с широким порогом имеет место, когда течение воды на пороге приобретает характер, близкий к параллельно-струйному. В конце порога устанавливается критическая глубина $h_{кр} = 0,6 H$, т. е. наименьшая глубина, при которой данный расход воды может проходить через данное сечение без перехода водного потока к турбулентному режиму.

Для водослива с широким порогом принято считать

$$2,0 - 3,0 < \frac{\delta}{H} < 8,0 - 10,0.$$

При меньших отношениях имеем водослив с тонкой стенкой, при больших — переход к лотку.

Таким образом, в отдельных случаях при малых напорах водослив с тонкой стенкой может переходить в водослив с широким порогом; подобные примеры встречаются на малых ГЭС, например, при широких шандорных затворах. Также возможен переход от водослива практического профиля к водосливу с широким порогом, например, при неполных открытиях секторных затворов, когда по своему очертанию оголовка водослива с постепенным открытием затвора приобретает вместо криволинейного или трапецеидального профиля форму широкого порога (рис. 99). То же наблюдается при постепенном открытии клапанных затворов.

Способы установления пропускной способности водосливных отверстий

Для установления пропускной способности водосливных отверстий, в том числе и водосливов, существуют три пути:

1. Применение гидравлических формул.
2. Измерения на моделях в лаборатории.
3. Натурные измерения (тарировки) на сооружениях.

Гидравлические формулы, имеющие определенный физический смысл, в части переходных коэффициентов, входящих в них, основаны на обобщенных данных лабораторных испытаний и натурных измерений.

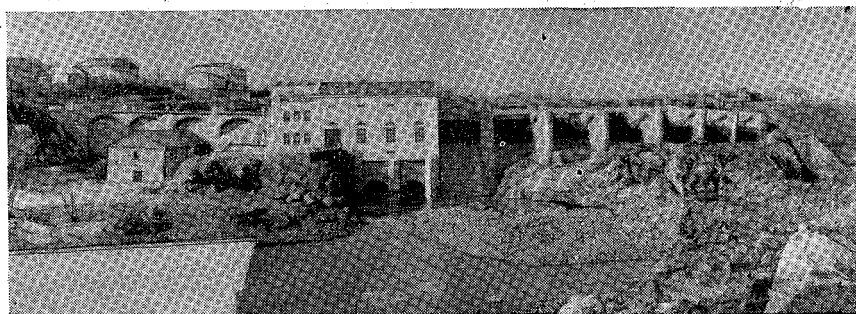


Рис. 69. Влияние местных условий (скального основания) на пропускную способность водосливных отверстий плотины.

Лабораторные испытания на моделях, через которые проходят теперь почти все крупные ГЭС, позволяют в ряде случаев устанавливать связь расходов воды через водосливные отверстия с уровнем верхнего бьефа без использования гидравлических формул. В других случаях эти испытания служат для уточнения значений коэффициентов в формулах применительно к данным конкретным условиям.

Натурные измерения или тарировка практически осуществимы главным образом в условиях малых ГЭС, где они служат в еще большей мере, чем лабораторные испытания, для уточнения коэффициентов в гидравлических формулах применительно к данному сооружению и, кроме того, дают материал для уточнения расчетов по гидравлическим формулам в целом [20].

Приведем конкретный пример.

Стеблевская ГЭС (р. Рось, Украина) мощностью 2770 квт (рис. 69) имеет плотину с водосливными отверстиями в виде водосливов с безвакуумным криволинейным профилем с оголовком формы б (рис. 68).

Расчет расхода воды через водослив подобного вида производится по общей формуле для водосливов (см. рис. 153)

$$Q = mb_c \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}},$$

причем затопление струи по проекту исключено.

При напоре, равном проектному, коэффициент расхода m в формуле для водослива данного вида, по Н. Н. Павловскому, равен 0,48.

Такое значение коэффициента m и было принято для расчетов расходов воды через водосливы плотины Стеблевской ГЭС.

При сооружении этой плотины, в условиях слагающей русло и берега реки и выходящей на поверхность скалы, водосливная часть плотины не была выполнена по проекту, и низовые грани водосливов оказались как бы срезанными заподлицо с поверхностью скалы. В результате в ряде пролетов водосливные отверстия получили очертания скорее водосливов с широким порогом, чем водосливов практического и притом указанного выше профиля.

В подобных условиях нельзя было принимать значение коэффициента m по справочнику, а следовало определить его путем тарировки. В самом деле, в течение ряда лет сток через водосливные отверстия плотины рассчитывался по формуле при принятом по справочнику значении m . В результате подобного подсчета и при значительном удельном весе сбросов в общем стоке р. Рось в створе Стеблевской ГЭС сток по этой ГЭС получался значительно большим, чем по расположенной ниже Корсунской ГЭС. Очевидно, расхождение объясняется преувеличением величины сбросных расходов по Стеблеву за счет неправильно принятого значения коэффициента m .

В 1954—1956 гг. Стеблевская ГЭС была протарирована УГМС Украинской ССР, и значения коэффициента m в водосливной формуле получились по тарировке для различных отверстий в пределах 0,31—0,43.

Сток по Стеблеву (с 1955 г.), подсчитанный с использованием значений коэффициентов, полученных путем тарировки, удовлетворительно увязался со стоком по Корсуну.

Настоящий пример является весьма показательным и приведен он для того, чтобы сразу заострить внимание на учете местных условий.

На крупных ГЭС тарировка водосливных отверстий в натуре — дело очень сложное и далеко не всегда осуществимое, но при ближайшей проверке достоверности расходов воды, подсчитываемых по гидравлическим формулам, а тем самым и приближенная проверка правильности выбора коэффициента расхода возможна путем сопоставления данных о стоке при сбросах в створе сооружения и на ближайшем посту Гидрометслужбы, там, где таковой пост имеется по близости.

Гидравлическая зависимость для водосливов

Для расходов воды через водосливы предложена следующая формула общего вида:

$$Q = mbH \sqrt{2gH} = mb \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}},$$

где b — ширина водослива «в свету» в м, H — напор над гранью водослива в м, g — ускорение силы тяжести, равное $9,81$ м/сек.², m — коэффициент расхода или коэффициент пропорциональности между величиной расхода воды (Q) и произведением площади живого сечения (b, H) на среднюю скорость течения ($\sqrt{2gH}$) для потока идеальной жидкости в сечении перед водосливом, где еще не наблюдается спад уровня.

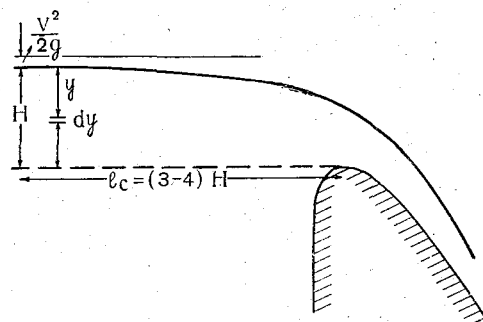


Рис. 70.

Указанную формулу получают также, прибегая к приему разбивки потока на бесконечно малые элементы dy (рис. 70). Если не учитывать скорость подхода v , элементарный расход воды выразится через

$$dy = b dy \sqrt{2gy},$$

где y — напор для элемента dy .

В результате суммирования (интегрирования) элементарных расходов в пределах напоров от 0 до H получается

$$Q = b \sqrt{2g} \int_0^H y^{\frac{1}{2}} dy = \frac{2}{3} b \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}}.$$

Полученный таким путем постоянный коэффициент пропорциональности $\frac{2}{3}$, как показали лабораторные и натурные исследования водосливов, учитывает в недостаточной мере реальные условия, и его дополняют введением коэффициента μ или заменяют коэффициентом

$$m = \frac{2}{3} \mu.$$

Тогда и в этом случае формула приобретает вид

$$Q = \frac{2}{3} \mu b \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}} = mb \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}}.$$

При использовании расчетной формулы для расхода воды через водослив удобнее иметь дело непосредственно с коэффициентом расхода m .

Численные значения коэффициента m получены для водосливов различных типов главным образом в результате лабораторных испытаний на моделях, и на данных этих испытаний основаны существующие рекомендации. Рассмотрению упомянутых рекомендаций необходимо предпослать некоторые замечания относительно учета бокового сжатия и скорости подхода.

Учет бокового сжатия

Исследования в лабораториях производятся обычно в относительно узких лотках, где боковое сжатие струи не учитывается, тогда как в натуральных условиях оно имеет место и по величине различно при различном напоре и разной ширине отверстий и неодинаковой длине сплошного действующего водосливного фронта. Так, например, натурные наблюдения показывают, что среднее сжатие на пролет тем меньше, чем больше число подряд открытых пролетов, так как сжатие у боковых опор открытого водосливного фронта неодинаково по сравнению со сжатием у промежуточных опор (рис. 71). Пример влияния «пространственности», выявленного при лабораторных испытаниях на модели плотины крупной ГЭС, показан на рис. 72 а, б. На рисунке видно, что расход воды на один пролет возрастает при работе всего водосливного фронта на 3—7% по сравнению с расходом при открытии отверстий через один или два пролета.

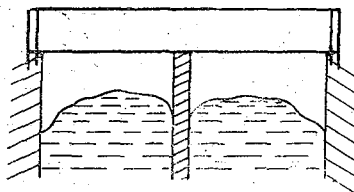


Рис. 71. Сжатие у опор.

Вместе с тем при лабораторных испытаниях не всегда делают правильные практические выводы относительно выявившегося влияния пространственности. Например, при испытаниях на модели пропускной способности водосливных отверстий Дубоссарской ГЭС в лаборатории ВНИИГа расходы воды в переводе на натуру получились:

при работе одного пролета: $Q_{\text{пр}} = 610 \text{ м}^3/\text{сек}$,
 при совместной работе двух смежных пролетов: $2Q_{\text{пр}} = 1298 \text{ м}^3/\text{сек}$.

Всего вероятнее, что на увеличении удельного расхода на один пролет на $649 - 610 = 39 \text{ м}^3/\text{сек.}$, или на $6,5\%$, в значительной мере сказалось уменьшение сжатия при совместной работе двух смежных пролетов по сравнению с работой одного отверстия. Такая же оценка указанного явления дана и в отчете об испытаниях. Однако в заключение в отчете говорится: «Для надежности расчета, по-видимому, следует принимать меньшую пропускную способность — $610 \text{ м}^3/\text{сек.}$ на пролет». С таким решением с точки зрения точности учета стока согласиться нельзя, и гидролог вправе внести в него поправки, основанные на данных испытаний.

Обобщенных рекомендаций для учета влияния ширины действующего водосливного фронта на величину бокового сжатия пока не выработано.

При расчетах расходов воды через водосливы учет бокового сжатия производится по эмпирическим формулам или по

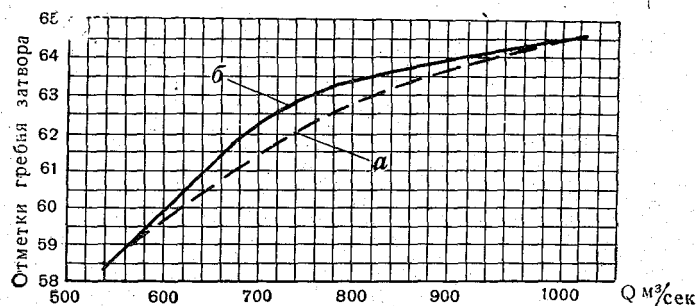


Рис. 72. График пропускной способности одного пролета водосливной плотины при различных открытиях водосливного фронта.

a — работает весь водосливной фронт, *b* — открыты отверстия через 1 или 2 пролета.

соображению. Из эмпирических формул чаще применяется следующая:

$$b_c = b - 0,1\xi nH,$$

где n — число отдельных сжатий у опор (по 2 на пролет), ξ — коэффициент, зависящий от очертаний головы опор в плане ($\xi = 0,4$ при плавном остроконечном очертании, $\xi = 0,7$ при полукруглом и треугольном и $\xi = 1,0$ при прямоугольном).

По указанной формуле b_c для одного пролета определенной ширины получается одинаковым вне зависимости от числа пролетов и ширины сплошного водосливного фронта, например, при $b = 20 \text{ м}$, $\xi = 0,7$ и $H = 5 \text{ м}$, $b_c = 19,30 \text{ м}$ вне зависимости от того, работают 1, 5 или 10 пролетов. Очевидно, такой

расчет будет неточным, причем ошибка скорее всего может заключаться в пределах нескольких процентов. Иногда сжатие определяется из следующей зависимости:

$$b_c = (0,85 - 0,95) b,$$

причем коэффициент к b выбирается по соображению, что при широком водосливном фронте может привести к явному преувеличению сжатия и преуменьшению расхода воды на величину порядка 5—10%.

Практически приходится при отсутствии данных испытаний пользоваться указанной выше эмпирической формулой, но, очевидно, в нее желательно ввести дополнительный коэффициент уменьшения на ширину действующего водосливного фронта.

При натуральных тарировках на малых ГЭС сжатие можно не принимать во внимание и вычислять m из выражения

$$m = \frac{Q}{bH\sqrt{2gH}},$$

где b — ширина отверстия или нескольких отверстий в свету. При этом в зависимости от различного сжатия потока при открытии одного или нескольких смежных щитов расход воды через одно отверстие, а следовательно, и m могут получаться несколько различными. При этом решение о принятии в расчет тех или иных значений Q и m зависит от полноты тарировки и от удельного веса тех или иных открытий водосливной части плотины в практике работы ГЭС.

Учет скорости подхода

В натуральных условиях иногда приходится также учитывать влияние скоростного напора $\frac{v^2}{2g}$, входящего вторым членом в выражение напора на водосливе H_0

$$H_0 = H + \frac{v^2}{2g}.$$

Скоростной напор принято учитывать, когда скорость подхода струи $v_n = \frac{Q}{\Omega}$, где Ω —

площадь живого сечения в поперечном профиле $x-x$ перед плотиной (рис. 73) — превышает $v_n > 0,75 - 1,0$ м/сек.

При данном условном методе подсчета v_n скорость будет переходить за указанный предел обычно только при больших сбросах воды на широком водосливном фронте.

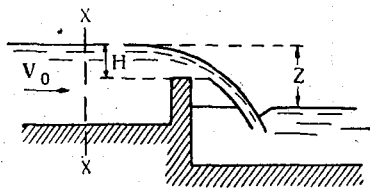


Рис. 73.

Опытные значения коэффициента m

Данные о значениях коэффициента m и поправках к нему на напор рассмотрены ниже первоначально для **незатопленных** водосливов всех типов.

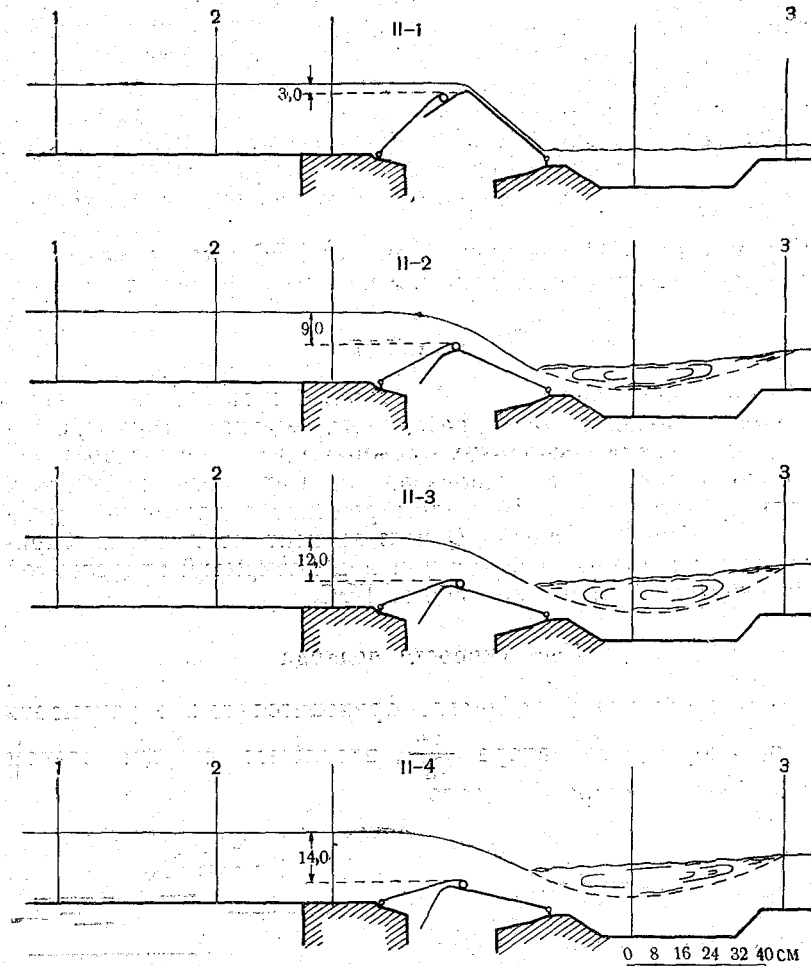


Рис. 74. Водосливы практического профиля по зарубежным исследованиям (Италия).

Водослив с тонкой вертикальной стенкой при отсутствии бокового сжатия был впервые исследован Базеном при напорах $H = 0,05—0,70$ м и высоте стенки снизу $p = 0,20—2,00$ м. На основе исследований и по предложенной формуле, которую можно найти в справочниках [20, 22], были вычислены значения m , приведенные в табл. 9.

Таблица 9

Значения коэффициента расхода m для водослива с тонкой стенкой
по формуле Базена — Этли

Напор H , м	Высота стенки водослива p , м									
	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,80	1,0	1,5	2,0	2,5
0,05	0,469	0,464	0,462	0,461	0,461	0,460	0,460	0,459	0,459	0,459
0,06	0,463	0,457	0,454	0,453	0,452	0,451	0,451	0,450	0,450	0,450
0,08	0,458	0,449	0,446	0,443	0,442	0,441	0,440	0,439	0,439	0,439
0,10	0,458	0,447	0,442	0,439	0,437	0,435	0,434	0,433	0,433	0,433
0,12	0,461	0,447	0,440	0,436	0,434	0,432	0,430	0,429	0,428	0,428
0,14	0,464	0,448	0,440	0,436	0,433	0,430	0,428	0,426	0,425	0,424
0,16	0,468	0,450	0,441	0,436	0,432	0,428	0,426	0,424	0,423	0,422
0,18	0,472	0,453	0,442	0,436	0,432	0,428	0,426	0,423	0,422	0,420
0,20	0,476	0,455	0,444	0,437	0,433	0,428	0,425	0,422	0,420	0,419
0,22	0,480	0,459	0,446	0,439	0,434	0,428	0,425	0,421	0,420	0,417
0,24	0,484	0,462	0,448	0,440	0,435	0,428	0,425	0,421	0,419	0,416
0,26	0,488	0,467	0,451	0,442	0,436	0,429	0,425	0,420	0,418	0,415
0,28	0,492	0,468	0,453	0,444	0,438	0,430	0,426	0,420	0,418	0,415
0,30	0,496	0,471	0,456	0,446	0,439	0,431	0,426	0,420	0,418	0,414
0,35	—	0,479	0,462	0,451	0,444	0,434	0,428	0,421	0,418	0,413
0,40	—	0,486	0,468	0,457	0,448	0,437	0,430	0,422	0,418	0,412
0,45	—	0,492	0,474	0,462	0,452	0,440	0,433	0,423	0,419	0,411
0,50	—	0,499	0,480	0,467	0,457	0,444	0,436	0,425	0,419	0,410
0,60	—	—	0,491	0,477	0,466	0,451	0,441	0,428	0,421	0,410
0,70	—	—	0,500	0,485	0,474	0,458	0,447	0,432	0,424	0,409

Опытные данные коэффициентов расхода

Кто производил испытания	Метод исследования	Тип водосливного отверстия	Затопление	Напор при испытаниях, м
Базен	Лабораторные испытания на модели	Водослив с тонкой стенкой	Незатопл.	0,05—0,70
Базен	То же	То же	Затопл.	—
Офицеров (Водгео)	То же	Водослив практического профиля	Незатопл.	0,05—0,15
			Затопл.	0,40
ВНИИГ	Испытания на модели плотины Дубоссарской ГЭС	Водослив практического профиля	Незатопл. при 1 откр. пролете	0,18—0,22
			Незатопл. при 2 откр. пролетах	0,06—0,17
В Италии	Лабораторные испытания	Водослив практического профиля	Незатопл.	0,02—0,15
ГГИ	Натурная тарировка плотины Ичалковской ГЭС То же	Водослив с широким порогом Водослив с тонкой стенкой	Незатопл.	0,70—1,41
			Незатопл.	0,36—0,73
ГГИ	Натурная тарировка плотины Белогорской ГЭС	Донное отверстие на пороге практического профиля	Незатопл.	1,87—2,22

Таблица 10

 m и μ в гидравлических формулах

Результаты испытаний				Литературный источник
значения		поправочный коэффициент	выявленная зависимость	
m	μ			
0,40—0,50	—	—	Неопр. от H , уменьш. с высотой p	[24]
0,40—0,50	—	$1,05\sigma_n = 0,43—1,05$	σ_n уменьш. с увелич. h_n/p и возрастает с z/p	[24]
0,39—0,55	—	—	Увелич. с H	[24]
0,39—0,55	—	$\sigma_n = 0,28—1,00$	σ_n уменьш. с увелич. h_n/H	
0,46—0,49	—	—	Возрастает с напором	Отчет ВНИИГ (рукопись)
0,40—0,48	—	—	Возрастает с напором	
0,44—0,57	—	—	Возрастает с напором	—
0,38—0,40	—	—	—	[19]
0,46—0,52	—	—	Возрастает с напором	
—	0,64—0,66	—	—	[20]

Значения m в указанном случае лежат в пределах 0,42—0,50. С увеличением напора при малых высотах стенки m возрастает, при больших высотах убывает.

Надо заметить, что результаты опытов Базена легли в основу определения m для водосливов, и до настоящего времени при расчетах пределы для значений m , как правило, не расширяются, особенно для верхнего предела. Едва ли это вполне обоснованно, учитывая результаты некоторых новейших опытов и величины напоров в натуре.

Водосливы практических профилей исследовались на моделях рядом советских и зарубежных гидравликов. В частности, А. С. Офицеров провел в лаборатории Водгео ряд опытов [24] в основном при напорах 0,05—0,15 м, которые показали, что m увеличивается с возрастанием напора. Значения m при опытах Офицорова колебались в широких пределах — от 0,39 до 0,55.

Материалы исследований водосливов практических криволинейных профилей (рис. 66) на моделях плотин крупных ГЭС во ВНИИГе также свидетельствуют о том, что значения m увеличиваются с напором, оставаясь в основном в пределах до 0,50.

В результате испытаний в одной итальянской лаборатории с водосливами практического профиля несколько своеобразного типа (рис. 74) при малых напорах от 1,75 до 15 см значения m возрастали от 0,45 до 0,55—0,57.

ГГИ при натурной тарировке на одной малой ГЭС были получены значения m от 0,46 до 0,52 для водослива с тонкой стенкой (толщина стенки приблизительно 10 см) при соответствующих напорах 0,50—0,70 м и при учете бокового сжатия и значения $m=0,38—0,40$ для водослива с широким порогом при напорах 0,70—1,40 м [19]. На другой малой ГЭС для водослива с тонкой стенкой получены $m=0,45—0,48$ при напорах порядка 0,80—1,00 м.

Указанные далеко не полные данные значений m , полученных при испытаниях на моделях и тарировках, приведены в табл. 10 в целях более наглядного представления о фактических значениях коэффициента расхода в различных случаях.

Рекомендации по выбору m

Рекомендации в гидравлических справочниках [21, 23, 25] по выбору значений коэффициента m в целях подсчета расходов воды для незатопленных водосливов всех типов основаны, как уже отмечалось, главным образом на данных лабораторных испытаний.

Для водосливов с вертикальной тонкой стенкой, которые на сооружениях представлены плоскими щитами, значения коэффициентов m принимают в основном по соображению, руководст-

вудясь данными Базена (табл. 9) и нередко придерживаясь «в запас» нижнего предела этих данных.

При наклоне плоского щита вводится поправка к расчетному коэффициенту, для вертикального щита — положительная при наклоне вперед и отрицательная при наклоне назад (рис. 75 а, б). Поправка в виде коэффициента $k = \frac{m_{\text{накл}}}{m}$ зависит от угла наклона, выражаемого в градусах или через отношение заложения к высоте l/p . Значения k приводятся ниже [21].

Наклон стенки	l/p					
	1/3	2/3	1/1	2/1	4/1	5/1
Наклон вперед . .	1,05	1,09	1,11	1,13	1,10	1,09
Наклон назад . .	0,96	0,93	0,91	—	—	—

Плоские щиты в наклонном положении встречаются редко; к ним иногда могут быть приравнены клапанные затворы.

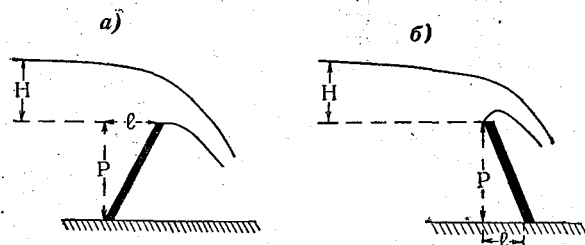


Рис. 75. Водослив с наклонной стенкой.
а — при наклоне вперед, б — при наклоне назад.

Для водосливов практических профилей рекомендации по выбору коэффициентов m составлены Н. Н. Павловским на основе данных испытаний, проведенных советскими и зарубежными исследователями. Для водосливов наиболее распространенных безвакуумных криволинейных профилей (рис. 68) Павловский предложил для определения m следующие эмпирические формулы, учитывающие возможные отклонения фактического напора на водосливе H от его проектной величины $H_{\text{пр}}$, по которой очерчен данный профиль.

Профиль а:

$$\text{при } \frac{H}{H_{\text{пр}}} > 0,8 \quad m = 0,49 \left(0,88 + 0,12 \sqrt{\frac{H}{H_{\text{пр}}}} \right),$$

$$\text{при } \frac{H}{H_{\text{пр}}} \leq 0,8 \quad m = 0,49 \left(0,785 + 0,25 \frac{H}{H_{\text{пр}}} \right).$$

Профиль б:

$$\text{при } \frac{H}{H_{\text{пр}}} > 0,5 \quad m = 0,48 \sqrt[20]{\frac{H}{H_{\text{пр}}}},$$

$$\text{при } \frac{H}{H_{\text{пр}}} = 0,1 - 0,5 \quad m = 0,48 \left(0,805 + 0,31 \frac{H}{H_{\text{пр}}} \right).$$

Значения коэффициента m по указанным формулам при различных $\frac{H}{H_{\text{пр}}}$ приведены в табл. 11.

А. С. Офицеров и Н. П. Розанов предложили свои формулы для определения m для данных профилей, но вносимые при этом изменения совершенно незначительны и не заслуживают внимания.

Таблица 11

$\frac{H}{H_{\text{пр}}}$	Значения m	
	профиль а	профиль б
0,2	0,409	0,416
0,4	0,434	0,446
0,6	0,458	0,467
0,8	0,483	0,475
1,0	0,490	0,480

Для водосливов трапециевидальных профилей Павловским разработана довольно подробная рекомендация по значениям m , приводимая в справочниках.

Для водосливов средних и низких криволинейных профилей Павловский советует пользоваться соответствующими рекомендациями для трапециевидальных профилей с увеличением соответствующих значений m на 5%.

При растянутой форме профилей и относительно малых напорах ($\frac{H}{\delta} < 1/2$ и частично $\frac{H}{\delta} = 1 - 1/2$) рекомендации даются как для водослива с широким порогом. Под указанные условия подходят и водосливы, образуемые секторными затворами при их частичном открытии. Соответствующие расчеты приведены в примере 2 (стр. 136).

Таблица 12

Значения коэффициента расхода m для водосливов с широким порогом

№ пп.	Характеристика порога водослива	m
1	Предельно благоприятная форма порога при отсутствии гидравлических потерь	0,385
2	При хорошо подобранной форме входа	0,365
3	Порог с закругленным входным ребром	0,35
4	При притупленном входном ребре	0,335
5	При незакругленном входном ребре	0,32
6	При остром и неровном входном ребре	0,30

Для водосливов с широким порогом Н. Н. Павловским разработана таблица ориентировочных значений m в зависимости от формы порога водослива (табл. 12), которая приводится и в новейших гидравлических справочниках [21]. Рекомендуемые значения m колеблются от 0,30 до 0,385.

Затопленные водосливы и учет влияния затопления

До недавнего времени водослив с тонкой стенкой, а также практических профилей считался затопленным при соблюдении двух условий (рис. 66):

$$h_n > 0,$$

т. е. уровень нижнего бьефа выше грани водослива, и

$$\frac{z}{p} < 0,7,$$

где z — разность уровней верхнего и нижнего бьефов и p — высота стенки водослива снизу.

При несоблюдении второго условия наблюдается отогнанный прыжок и водослив оказывается незатопленным.

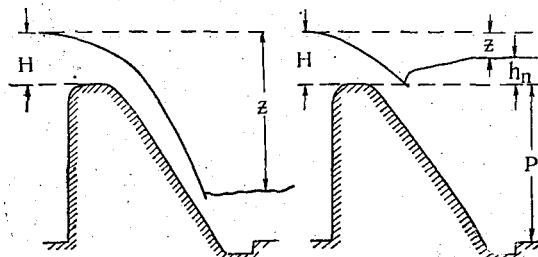


Рис. 76. Случай незатопленных водосливов.

Экспериментальные наблюдения показали, что и при соблюдении обоих указанных выше условий водослив остается незатопленным, если уровень нижнего бьефа не оказывает подпорного влияния на уровень верхнего бьефа, т. е. пока в нижнем бьефе будет устанавливаться состояние отогнанного или подтопленного прыжка, аналогичное тому, которое имеет место и при положении уровня ниже гребня водослива (рис. 76). Когда прыжок затопляется и уровень нижнего бьефа начинает подпирать уровень верхнего бьефа — это вызывает уменьшение расхода воды по отношению к тому расходу, который бы проходил при данном уровне верхнего бьефа через незатопленный водослив.

Таким образом, можно сказать, что водослив является затопленным, когда уровень нижнего бьефа оказывает влияние на величину расхода воды через этот водослив. Начальный

Значения $1,05 \sigma_p$ по Базену, для затопленного водослива с тонкой стенкой

$\frac{h_{п}}{p}$	$\frac{z}{p}$																	
	0,00	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,05	1,05	0,84	0,74	0,68	0,64	0,58	0,54	0,52	0,50	0,48	0,47	0,46	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44	0,43
0,10	1,05	0,93	0,85	0,80	0,76	0,70	0,66	0,64	0,61	0,60	0,58	0,57	0,57	0,56	0,55	0,55	0,54	0,54
0,15	1,05	0,96	0,90	0,86	0,82	0,77	0,74	0,71	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,62	0,62	0,61
0,20	1,05	0,98	0,94	0,90	0,87	0,82	0,79	0,76	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,69	0,68	0,68	0,67	0,67
0,25	1,05	1,00	0,96	0,92	0,90	0,86	0,82	0,80	0,78	0,77	0,75	0,75	0,74	0,73	0,72	0,72	0,72	0,71
0,30	1,05	1,01	0,97	0,94	0,92	0,88	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75
0,35	1,05	1,01	0,98	0,96	0,94	0,90	0,88	0,86	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,80	0,79	0,79	0,79	0,78
0,40	1,05	1,02	0,99	0,97	0,95	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,81	0,81
0,45	1,05	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,92	0,90	0,89	0,87	0,87	0,86	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84
0,50	1,05	1,03	1,01	0,99	0,98	0,95	0,93	0,92	0,90	0,89	0,89	0,88	0,87	0,87	0,87	0,86	0,86	0,86
0,55	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88
0,60	1,05	1,03	1,02	1,00	0,99	0,98	0,96	0,94	0,93	0,92	0,92	0,91	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89
0,65	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,91	0,91
0,70	1,05	1,04	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,96	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92

уровень нижнего бьефа, при котором наступает состояние затопления, зависит от формы водослива, в частности от его высоты, и от условий перелива. Например, по исследованиям немецкого гидравлика Шмидта, для безвакуумного водослива криволинейного профиля, близкого к профилю *a* (рис. 68):

$$h_n = 0,2H \text{ при } \frac{H}{p} < 0,42$$

и

$$h_n = 0,48H \text{ при } \frac{H}{p} = 1,00,$$

т. е. с увеличением высоты стенки водослив становится относительно более чувствительным к затоплению [30]. Влияние затопления для водосливов с тонкой стенкой и практических профилей учитывают введением коэффициента затопления σ_n в формулу для водослива

$$Q = \sigma_n m b \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}}.$$

Для водослива с тонкой стенкой пользуются значениями $1,05 \sigma_n$ в зависимости от $\frac{h_n}{p}$ и $\frac{z}{p}$ по данным испытаний Базена (табл. 13).

Для водосливов практических профилей существуют различные рекомендации в части величин σ_n .

Н. Н. Павловский в свое время предложил определять σ_n по способу американских инженеров, указав, что значения σ_n при этом получаются с некоторым запасом.

А. С. Офицеров на основании опытов выработал зависимость σ_n от $\frac{h_n}{H}$, которую, однако, для подтоплений $0,75H$ и выше выразил в виде широких пределов σ_n , что вносит неопределенность при пользовании. М. А. Мостков в своем «Справочнике» [23] привел зависимость Офицера, причем рекомендовал пользоваться нижними пределами σ_n , что совершенно неверно. Ф. И. Пикалов, объединив данные опытов Офицера и В. С. Истоминой, предложил осредненную зависимость $\sigma_n = f\left(\frac{h_n}{H}\right)$ [26], дающую меньшие значения σ_n по сравнению со способом американских инженеров. Шмидт в своих недавних работах [30], ссылаясь на данные испытаний, привел ряд дифференцированных зависимостей $\sigma_n = f\left(\frac{h_n}{H}\right)$ для водосливов практических профилей различных типов. Зависимости Шмидта дают наибольшие значения σ_n по сравнению с другими способами.

Действующие официальные «Технические указания и нормы СССР, 1951 г.» в зоне до $h_n = 0,75H$ примерно соответствуют

рекомендациям Пикалова, а для зоны выше $0,75H$ они дают значения σ_n , меньшие полученных по способу американских инженеров, что является неправильным.

В практической деятельности следует ориентироваться на рекомендации Пикалова, имея в виду, что и в этих данных,

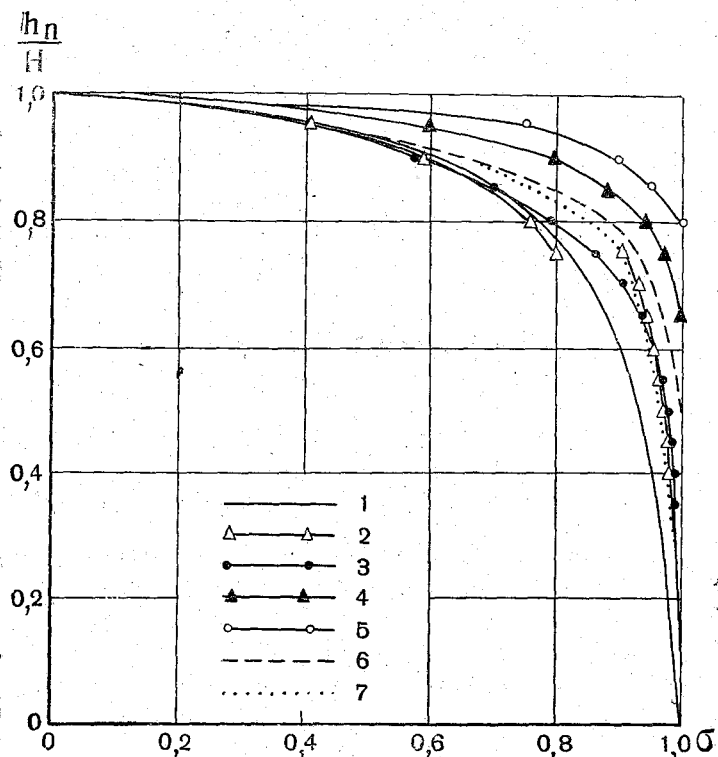


Рис. 77. График коэффициентов затопления σ_n для водосливов практических профилей.

1 — по данным американских инженеров, 2 — по ТУ и Н МЭС СССР 1951 г., 3 — по Пикалову, 4 — крышеобразный порог, по Шмидту, 5 — широкий оголовок, по Шмидту, 6 — криволинейный профиль при $\frac{H}{p} = 1,0$, 7 — криволинейный профиль при $\frac{H}{p} < 0,42$.

возможно, кроется некоторый запас, в известной мере вскрытый данными Шмидта.

В табл. 14 и на рис. 77 приведены зависимости

$$\sigma_n = f\left(\frac{h_n}{H}\right),$$

предложенные различными авторами.

Таблица 14

Коэффициент затопления для водосливов практических профилей

$\frac{h_p}{H}$	По Пикалову	По ТУ и Н МЭС 1951 г.	По данным американских инженеров	Крышеобразный порог, по Шмидту	Широкий оголовок, по Шмидту	Криволинейные профили, по Шмидту	
						$\frac{H}{p} = 1,0$	$\frac{H}{p} < 0,42$
0	1,00	1,00	1,00	—	—	—	—
0,10	0,999	0,998	0,991	—	—	—	—
0,15	0,998	0,997	0,986	—	—	—	—
0,20	0,997	0,996	0,981	—	—	—	1,00
0,25	0,996	0,994	0,976	—	—	—	0,995
0,30	0,994	0,991	0,970	—	—	—	0,990
0,35	0,992	0,988	0,963	—	—	—	0,985
0,40	0,990	0,983	0,956	—	—	—	0,980
0,45	0,986	0,978	0,948	—	—	—	0,972
0,50	0,980	0,972	0,937	—	—	1,00	0,965
0,55	0,970	0,965	0,923	—	—	0,990	0,958
0,60	0,960	0,957	0,907	—	—	0,980	0,950
0,65	0,940	0,947	0,886	1,00	—	0,965	0,945
0,70	0,906	0,933	0,856	0,990	—	0,955	0,925
0,75	0,858	0,91—0,80	0,821	0,970	—	0,930	0,910
0,80	0,790	0,760	0,778	0,950	1,00	0,890	0,860
0,85	0,699	0,700	0,709	0,875	0,950	0,800	0,770
0,90	0,575	0,590	0,621	0,800	0,900	0,650	0,625
0,95	0,412	0,410	0,438	0,600	0,760	0,425	—
1,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—

В конце настоящей главы рассмотрено несколько примеров расчета и учета сбросных расходов воды на конкретных ГЭС с точки зрения практики использования гидравлических зависимостей. В этих примерах в соответствии с действительностью расчеты расходов через водосливы переплетаются с расчетами расходов через отверстия.

3. РАСЧЕТ РАСХОДОВ ВОДЫ ПРИ ИСТЕЧЕНИИ ЧЕРЕЗ ОТВЕРСТИЯ

В отношении расчета расходов воды при истечении через отверстия существует, пожалуй, больше неясностей и различий в рекомендациях, чем в расчете расходов через водосливы. Недостаточно изучен до настоящего времени вопрос истечения через донные отверстия, прилегающие к порогам плотин, имеющим форму водосливов практического профиля [26, 30], вопрос истечения через затопленные отверстия и ряд деталей в других вопросах, в частности влияние на пропускную способность отверстий со стороны затворов различных типов и прежде

всего сегментных [22]. Здесь требуется дальнейшее обоснование и уточнение существующих расчетных зависимостей и эмпирических коэффициентов в них на основе данных лабораторных и натурных испытаний.

Вопрос расчета глубинных, а также «фигурных» водосбросов, прилегающих к турбинным трактам, на совмещенных ГЭС решается практически почти полностью на основе лабораторного эксперимента.

Указанные обстоятельства не означают, что в расчете расходов при истечении через отверстия преобладает неопределенность и допускаются грубые ошибки. Расчеты в общем производятся с практически достаточной с точки зрения пропускной способности сооружений точностью порядка 5—10%. Однако существующие неясности требуют знакомства с общим состоянием дела расчетов и критического подхода к отдельным решениям в интересах уточнения учета стока на ГЭС. Это позволит гидрологам при организации или контроле за учетом стока на ГЭС выявлять в конкретных случаях возможные серьезные погрешности и вносить необходимые поправки.

Классификация отверстий

Отверстия, как уже упоминалось, можно разделить на две группы:

1. Поверхностные отверстия, начинающиеся от гребня (поверхности) плотины и при случае (полный или близкий к полному выем щита) способные работать как водосливы.

2. Глубинные водосбросы.

Истечение через поверхностные отверстия. Поверхностные отверстия с конструктивной и гидравлической точек зрения можно разделить на следующие подгруппы (рис. 78):

- а) отверстия в тонкой стенке,
- б) донные отверстия 1-го рода без влияния дна на форму струи (отвесный или очень крутой уступ нижней грани, по определению Н. Н. Павловского [25]),
- в) донные отверстия 2-го рода с влиянием дна на форму струи.

К донным отверстиям 2-го рода при расчетах на практике нередко относят все случаи как с горизонтальными порогами, так и с порогами в виде водосливов практических профилей.

Между тем указанное деление не является абсолютно строгим. Основано оно на различии в предполагаемом распределении скоростей в вытекающей из-под щита струе. У отверстий 1-го рода струя вытекает в атмосферу и распределение скоростей в ней близко к параболическому, у отверстий 2-го рода струя направляется порогом и скорости распределяются в ней равномерно по сечению. Однако при крутых уступах нижних граней водосливных порогов влияние их на величину расхода

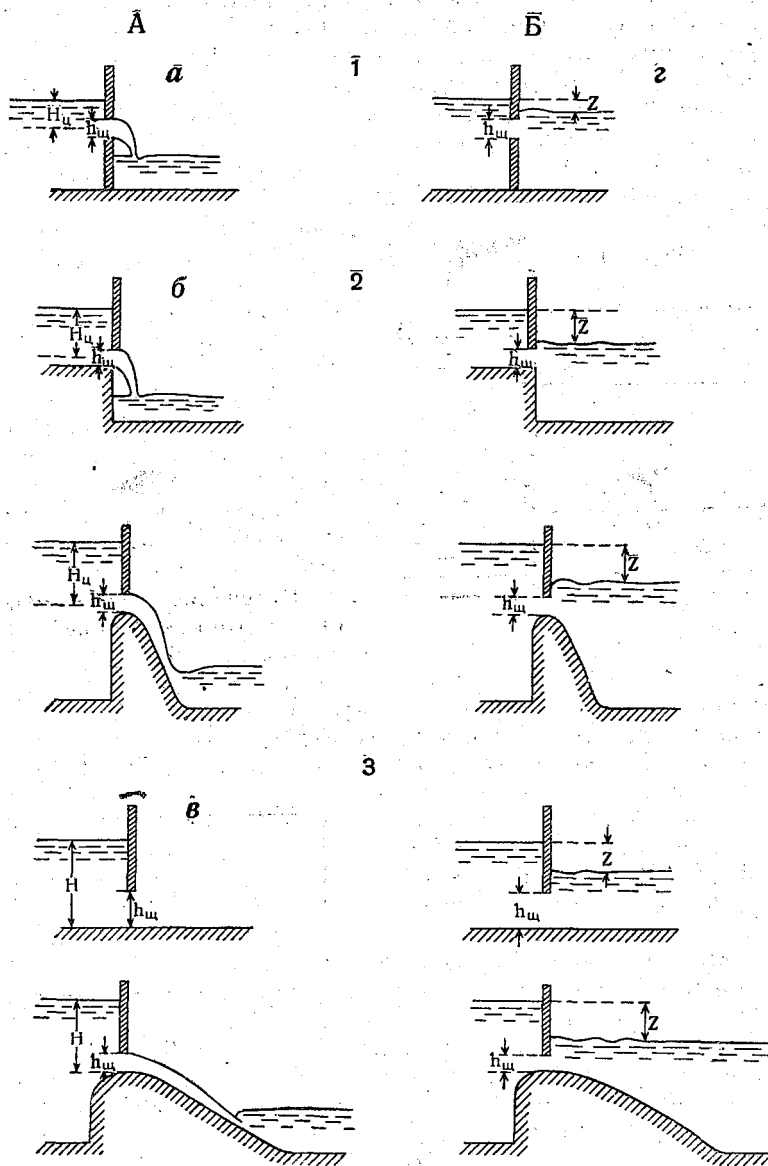


Рис. 78. Истечение через отверстия

A — незатопленные отверстия, B — затопленные отверстия, 1 — отверстия в тонкой стенке, 2 — донные отверстия 1-го рода, 3 — донные отверстия 2-го рода;

a) $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{II}}$, $\mu = 0,60 - 0,70$; б) $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{II}}$, $\mu = 0,65 - 0,80$;

в) $Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \epsilon b h_{ш} \sqrt{2g(H - \epsilon h_{ш})}$, $\varphi = 0,85 - 0,95$, $\alpha = 1,0 - 1,1$, $\epsilon = 0,60 - 0,70$;

г) $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gz}$.

воды, по-видимому, крайне невелико даже при прилегании струи к уступу, о чем свидетельствуют отдельные лабораторные и натурные исследования [20, 26]. На это необходимо обращать внимание и учитывать, что при расчетах расходов при истечении через отверстие на пороге практической формы не всегда его можно приравнять к отверстиям 2-го рода и иногда вполне допустимо, опираясь на опытные данные, рассчитывать как отверстие 1-го рода.

Ф. П. Пикалов вообще рассматривает истечение через отверстие на гребне водосливов как самостоятельную подгруппу, что в общем является одним из приемлемых решений [26].

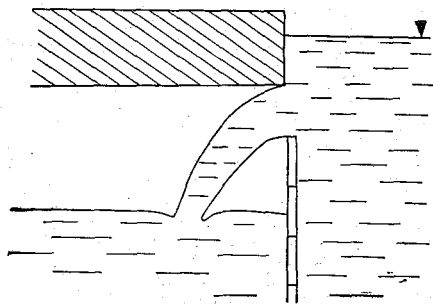


Рис. 79. Истечение через отверстие.

Отверстия подобно водосливам могут работать как незатопленные и как затопленные. Рассмотрим случаи истечения через незатопленные отверстия всех родов. **Истечение через отверстие в тонкой стенке** встречается на ГЭС при наличии двух или более горизонтальных рядов щитов и неполном открытии какого-либо верхнего щита или ряда щитов с переливом струи через верхнюю грань следующего нижнего щита или ряда щитов (рис. 78). Из числа крупных ГЭС истечение через отверстие подобного рода встречается, например, на волжских ГЭС. На малых ГЭС встречаются случаи подобного рода истечения, кроме того, при наличии мостового перекрытия, к которому прилегают щиты верхнего ряда. В этих случаях даже при открытии щитов верхнего ряда на полный выем происходит истечение через отверстие в тонкой стенке (рис. 79).

Струя при истечении через отверстие испытывает сжатие от слоя воды, прилегающего к отверстию в верхнем бьефе. Сжатие считают совершенным, когда водная поверхность, берега (устои) и дно (порог плотины) отстоят от кромок отверстия на расстоянии не менее трех поперечных размеров отверстия (рис. 80):

$$l_a > 3a; \quad l_b > 3b.$$

стоятельную подгруппу, что в общем является одним из приемлемых решений [26].

Отверстия подобно водосливам могут работать как незатопленные и как затопленные.

Рассмотрим случаи истечения через незатопленные отверстия всех родов.

Истечение через отверстие в тонкой стенке встречается на ГЭС при наличии двух или более горизонтальных

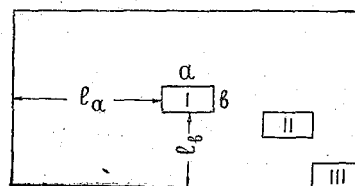


Рис. 80. Различные виды сжатия струи при истечении через отверстие.

I — совершенное и полное сжатие,
II — несовершенное полное сжатие,
III — неполное сжатие.

При несоблюдении указанного условия сжатие считается **несовершенным**, а в случаях, где отверстие с какой-либо стороны прилегает ко дну — порогу плотины или вытянутой формы устою, — кроме того, **неполным**. При несовершенном сжатии расход воды относительно больше, чем при совершенном сжатии через отверстие тех же размеров и при том же напоре, что учитывается при расчетах (см. табл. 26 и пример на стр. 141). Гидрологу при контроле или расчете учета стока на ГЭС необходимо внимательно разобраться в условиях сжатия, при которых работает то или иное отверстие.

Уровень воды в верхнем бьефе при истечении через отверстие всегда должен быть выше верхней кромки отверстия. При величине открытия шита $h_{ш}$, близкой к напору над гранью перелива H

$$\frac{h_{ш}}{H} \geq 0,70 - 0,75,$$

наблюдается переход от истечения через отверстия к водосливу, о чем подробнее сказано в дальнейшем.

Истечение через донное отверстие имеем в случаях, когда нижняя кромка отверстия прилегает ко дну водотока, т. е. практически к порогу плотины. Порог плотины на крупных ГЭС представляет собой по форме, как правило, водослив практического профиля, иногда водослив с широким порогом. Сброс излишних вод через донные отверстия встречается на ГЭС довольно часто в случаях неполного подъема нижнего ряда плоских щитов, а также сегментных и вальцовых затворов.

Как уже упоминалось, донные отверстия разделяют на две подгруппы, а, кроме того, из второй подгруппы иногда выделяют донные отверстия с порогом в виде водослива практического профиля. Указанное деление находит отражение и в расчетных зависимостях для расходов воды, причем полной согласованности в рекомендациях на этот счет не имеется.

Гидравлические формулы для расходов воды через отверстия

Гидравлические формулы для подсчета пропускной способности различного рода отверстий, основанные на теоретических предположениях и обоснованные в своих эмпирических коэффициентах данными лабораторных и натуральных испытаний, служат важнейшим расчетным средством для определения расходов воды через водосливные отверстия. Другим средством служит непосредственно сам эксперимент, который преобладает при расчете глубинных водосбросов. При расчете поверхностных отверстий широко используются формулы с проверкой и без проверки на данных конкретных объектах.

Основными гидравлическими формулами для истечения через отверстия являются следующие¹:

$$Q = \mu b h_{\text{от}} \sqrt{2gH_{\text{от}}}, \quad (1)$$

рекомендуемая Павловским для отверстий в тонкой стенке и донных отверстий 1-го рода,

$$Q = \varphi \varepsilon b h_{\text{от}} \sqrt{2gH}, \quad (2)$$

предложенная Пикаловым для истечения через отверстие на гребне водослива практического профиля (рис. 81), и

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \varepsilon b h_{\text{от}} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{от}})}, \quad (3)$$

рекомендуемая в справочнике Павловского для отверстий 2-го рода и нашедшая широкое применение на практике для донных отверстий на порогах плотин, поскольку эта формула дает определенный запас.

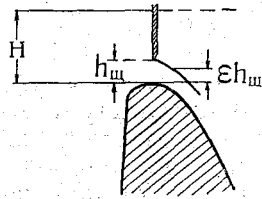


Рис. 81. Водослив практического профиля с крутым уступом нижней грани.

По существу эта же формула в виде $Q = \mu b h_{\text{от}} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{от}})}$ рекомендуется для донных отверстий в технических указаниях (ТУ 29-53), составленных во ВНИИГ [28].

Рассмотрим приведенные зависимости в указанном выше порядке. Выражение общего вида для истечения через отверстие в тонкой стенке и донное отверстие 1-го рода

$$Q = \mu b h_{\text{от}} \sqrt{2gH_{\text{от}}}$$

имеет ясный физический смысл, аналогичный смыслу выражения для расхода воды через водосливы (рис. 70). Здесь $b h_{\text{от}}$ — живое сечение, равное сечению отверстия; $\sqrt{2gH_{\text{от}}}$ — средняя скорость течения для условий идеальной жидкости; μ — коэффициент пропорциональности, учитывающий сжатие струи и поправку на скорость течения в условиях реальной жидкости; $H_{\text{от}}$ — напор над центром отверстия как среднее значение из напоров для элементарных частей потока по всей высоте отверстия. Учет скорости подхода обязателен при величине ее

$$v_{\text{п}} > 0,75 - 1,00 \text{ м/сек.}$$

¹ Здесь, как и всюду в настоящем пособии, обозначения высоты отверстия (величины открытия шита) $h_{\text{от}}$, коэффициентов вертикального и горизонтального сжатия ε и α и др. приняты по Павловскому. В гидравлических справочниках и пособиях в отношении обозначений единообразия не наблюдается и для открытия шита встречаются обозначения a и e , для коэффициента вертикального сжатия α и др. Совершенно очевидно, что единообразия в обозначениях необходимо для облегчения пользования зависимостями.

Тогда выражение для напора будет

$$H_0 = H_{\text{ц}} + \frac{v^2}{2g}.$$

Павловский рекомендует для указанного вида истечения из отверстия в тонкой стенке и донного отверстия 1-го рода принимать следующие значения μ (табл. 15) в зависимости от различного характера самих отверстий, причем подчеркивает приближенность рекомендуемых величин, которые всегда желательно для данных конкретных условий определять на основе лабораторных испытаний или натурной тарировки (на малых ГЭС).

Таблица 15

№ пп.	Характер отверстий	μ
1	Малые отверстия с совершенным сжатием	0,60
2	Отверстия средних размеров с совершенным сжатием	0,65
3	Большие отверстия с несовершенным полным сжатием	0,70
4	Донные отверстия при значительном боковом сжатии	0,65—0,70
5	Донные отверстия с умеренным боковым сжатием . .	0,70—0,75
6	Донные отверстия с плавными боковыми подходами .	0,80—0,85

Предлагаемые Павловским значения μ , естественно, носят характер общих рекомендаций. Судя по имеющимся опытным данным [20], их можно считать смелыми, но в общем близкими к действительности. В отдельных случаях подтверждается применимость рекомендуемых значений μ . Пример подобного рода приведен в гл. IV, где изложены результаты тарировки донного отверстия на одной малой ГЭС (рис. 153). Полученные при тарировке значения μ в пределах $\mu = 0,64 - 0,66$ соответствуют рекомендуемым в табл. 15 значениям $\mu = 0,65 - 0,70$ для подобного характера отверстий 1-го рода.

При несовершенном сжатии и при неполном сжатии Павловский предлагает, наряду с подбором коэффициента μ по приведенным выше рекомендациям (табл. 15), другой способ определения значений μ по приближенным зависимостям, приводимым в его справочнике [25].

В частности, для часто встречающихся случаев переменного неполного сжатия при подъеме плоских или сегментных затворов на различную высоту рекомендуется вычислять μ по приближенной зависимости

$$\mu = \mu_c (1 + 0,4n),$$

где μ_c — коэффициент расхода, соответствующий совершенному сжатию, т. е. по табл. 15 $\mu_c = 0,60$; n — отношение части

периметра отверстия, где сжатие отсутствует, к полному периметру.

Согласно приведенной зависимости по мере подъема затвора и увеличения открытого отверстия вместе с n увеличивается и μ (рис. 82). Конкретный случай применения указанной зависимости к расчету расходов воды через донные отверстия, закрываемые сегментными затворами, рассмотрен в примере на стр. 142.

Пикалов при выводе зависимости

$$Q = \varphi \varepsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH}$$

допускает для порогов типа водосливов практического профиля, что «сжатие струи со стороны гребня в вертикальной плоскости будет устранено плавностью формы гребня водослива».

Здесь φ и ε — коэффициенты скорости и вертикального сжатия и H — напор над порогом отверстия; остальные обозначения те же, что и приведенные выше.

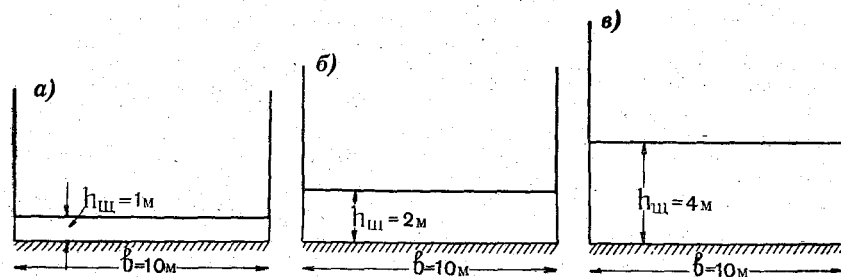


Рис. 82. Зависимость μ от переменного неполного сжатия.

$$a - n = \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{12}{22} = 0,545; \quad \mu = \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,218 = 0,73;$$

$$б - n = \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{14}{24} = 0,583; \quad \mu = \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,225 = 0,735;$$

$$в - n = \frac{b + 2h_{\text{ш}}}{2b + 2h_{\text{ш}}} = \frac{18}{28} = 0,643; \quad \mu = \mu_c (1 + 0,4n) = 0,60 \cdot 1,257 = 0,754.$$

Допущение Пикалова и введение полной величины напора, очевидно, справедливо. Однако неопределенность вносится величиной коэффициентов φ и ε . Пикалов рекомендует, по Павловскому, для коэффициента скорости широкие пределы (табл. 16)

$$\varphi = 0,95 - 0,85.$$

что практически может вести к неоправданному запасу в расчетах и серьезному преумножению расходов.

По-видимому, здесь правильнее придерживаться пределов $\varphi = 0,95 - 0,99$ в зависимости от типа порога.

Таблица 16

Тип порога	φ
Прямоугольный шероховатый порог	0,85
Прямоугольный гладкий порог	0,90
Порог с закругленным входным ребром	0,94
Хорошо округленный входной порог	0,96
Донный слив (порог отсутствует)	1,00

Значения коэффициента вертикального сжатия ε рекомендуется в основных гидравлических пособиях [21, 25 и др.] принимать по зависимости $\varepsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$ (табл. 17) в соответствии с теоретической разработкой Н. Е. Жуковского для случая истечения струи в атмосферу. Пикалов полагает, что истечение из-под щита на гребне водослива практического профиля близко к случаю истечения в атмосферу. Имеющиеся в нашем распоряжении данные подтверждают это соображение.

Таблица 17

$\frac{h_{ш}}{H}$	ε	$\mu = \varphi \varepsilon = 0,95\varepsilon$	$\frac{h_{ш}}{H}$	ε	$\mu = \varphi \cdot \varepsilon = 0,95\varepsilon$	$\frac{h_{ш}}{H}$	ε	$\mu = \varphi \cdot \varepsilon = 0,95\varepsilon$
0,05	0,611	0,580	0,40	0,630	0,599	0,75	0,705	0,670
0,10	0,615	0,585	0,45	0,638	0,607	0,80	0,720	0,684
0,15	0,618	0,587	0,50	0,645	0,614	0,85	0,745	0,708
0,20	0,620	0,589	0,55	0,650	0,617	0,90	0,780	0,741
0,25	0,622	0,590	0,60	0,660	0,627	0,95	0,835	0,794
0,30	0,625	0,594	0,65	0,675	0,641	1,00	1,000	0,950
0,35	0,628	0,597	0,70	0,690	0,655			

Данные новейших исследований для отверстий с сегментными затворами, полученные Мартыновым при лабораторных испытаниях на модели [22], а также данные натуральных тарировок на одной из зарубежных ГЭС свидетельствуют об ином характере связи коэффициента ε (а следовательно, и μ) с $\frac{h_{ш}}{H}$ по сравнению с приведенным у Жуковского — Ведерникова.

По упомянутым данным коэффициенты ε и μ обнаруживают обратную зависимость от отношения $\frac{h_{ш}}{H}$, т. е. они уменьшаются с увеличением открытия и увеличиваются с напором.

Зависимость $\varepsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$, полученная Мартыновым, в сопоставлении с зависимостью ε по Жуковскому приведена на рис. 83. Очевидно, новые данные требуют еще проверки, но уже сейчас следует при расчетах расходов через отверстия с сегментными затворами считаться с данными последних исследований.

Некоторые гидравлики — Мостков [23], Шмидт [30, 31] — приводят в своих работах примерно такие же зависимости μ от $\frac{h_{ш}}{H}$, какие получены Мартыновым, а также за рубежом,

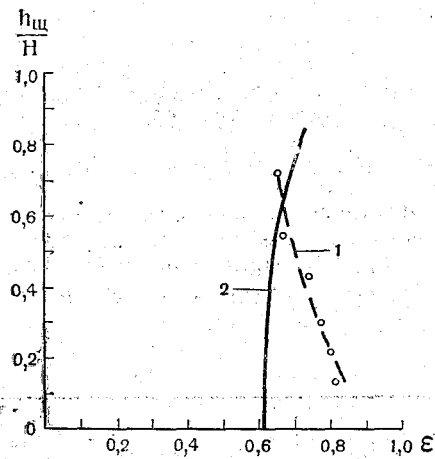


Рис. 83. Зависимость $\varepsilon = f\left(\frac{h_{ш}}{H}\right)$ для отверстий с сегментными затворами.

1 — по исследованию Мартынова при $R = (1,2-2,0) h_{ш}$ ($R = r$, см. рис. 63); 2 — по Жуковскому — Ведерникову.

рированного ГГИ. Результаты тарировки изложены в гл. IV на стр. 276.

В формуле

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \varepsilon b h_{ш} \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}$$

для донных отверстий 2-го рода учитывается сжатие струи, обусловленное влиянием порога, путем уменьшения под знаком радикала напора H на величину $\varepsilon h_{ш}$ (см. рис. 84). Здесь α — коэффициент горизонтального сжатия, принимаемый равным $\alpha = 1,00-1,10$; остальные обозначения прежние. Значение φ принимают в пределах $\varphi = 0,95-0,85$ либо $\varphi = 0,95-0,92$, что правильнее. Значение ε обычно принимают по табл. 17.

Пример. Для сравнения приведем расчет расходов воды при истечении через отверстие на пороге, имеющем форму

и рекомендуют их для расчетов расходов воды при отверстиях не только с сегментными затворами.

Очевидно, эти рекомендации основаны все же на данных исследований отверстий с сегментными затворами (за рубежом, как указывалось выше, сегментные затворы применяются значительно чаще, чем в СССР; у нас преобладают плоские затворы) и распространять их на расчеты для отверстий с любыми затворами не следует.

Иногда μ вообще обнаруживает значительную устойчивость, почти не изменяясь с открытием и напором. Подобный случай имеем для донного отверстия на малой ГЭС, прота-

водослива практического профиля, по всем трем формулам (рис. 66 и табл. 18).

Таблица 18

Открытые щита $h_{щ}$ м	H м	$H_{щ} = H - \frac{h_{щ}}{2}$ м	μ	b м	φ	ε	α	Q м ³ /сек. по формулам		
								$Q = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$	$Q = \varphi \varepsilon b h_{щ} \sqrt{2gH}$	$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \varepsilon b h_{щ} \times \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{щ})}$
1,0	10,0	9,5	0,65	20	0,96	0,615	1,0	177	165	160
2,0		9,0	0,65	20	0,96	0,620	1,0	345	332	312
3,0		8,5	0,65	20	0,96	0,625	1,0	504	502	455
4,0		8,0	0,65	20	0,96	0,630	1,0	651	675	587
5,0		7,5	0,65	20	0,96	0,645	1,0	788	865	724
6,0		7,0	0,65	20	0,96	0,660	1,0	911	1006	847
7,0		6,5	0,65	20	0,96	0,690	1,0	1003	1290	976

Из подсчета видно, что при малых открытиях затвора наибольшие величины расходов воды дает формула Павловского для отверстий 1-го рода, а при больших открытиях — формула Пикалова. Пользование формулой для отверстий 2-го рода при расчетах расходов воды через отверстия на гребне водосливов практического профиля, дающей наименьшие значения расходов воды по сравнению с другими формулами, в свете имеющихся опытных данных следует признать неправильным.

Заметим, что рекомендации по расчету пропускной способности отверстий, содержащиеся в ТУ 29-53 [28], в общем соответствуют расчетным нормам по указанным выше первым двум формулам.

Поправки на наклонное положение щита

При наклонном положении плоского щита μ увеличивается в зависимости от наклона щита (угла α) (рис. 84). В справоч-

Таблица 19

α	μ (по Киселеву)	μ , (по Шмидту)	
		при $\frac{h_{щ}}{H} = 5$	при $\frac{h_{щ}}{H} = 10$
90°	0,63	0,58	0,60
75	—	0,62	0,63
63	0,74	—	—
60	—	0,64	0,68
45	0,84	0,69	0,73
30	—	0,75	0,79

нике Киселева приводятся отдельные значения на основе опытных данных. Шмидт дает значения μ в зависимости от угла α и отношения напора H к открытию щита $h_{щ}$. Значения μ по Киселеву и выборочно по Шмидту приведены в табл. 19.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что указан-

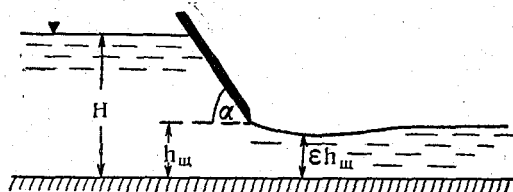


Рис. 84. Истечение из-под щита при его наклоне вперед.

ный вопрос требует дополнительной проработки, в частности, путем проверки рекомендаций обоих авторов в лабораториях.

Поправки на сегментные затворы

Для сегментных затворов, когда положение затвора обеспечивает большую плавность подхода воды к отверстию, значе-

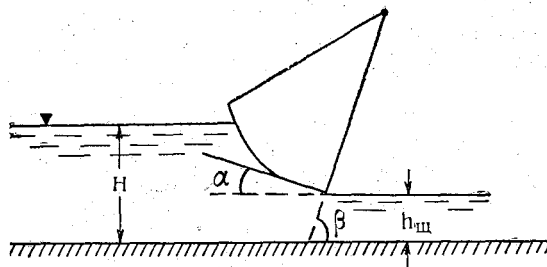


Рис. 85. Истечение из-под сегментного затвора.

ния μ принимаются в соответствии со значениями углов α и β (рис. 85). Значения μ , рекомендуемые Киселевым и Шмидтом, приводятся в табл. 20.

Таблица 20

α	β	μ , (по Киселеву)	μ , (по Шмидту) при $\frac{H}{h_{щ}}$		
			8	4	3
90°	0°	—	—	—	—
60	30	—	0,65	0,63	0,61
45	45	0,80—0,85	0,70	0,68	0,65
30	60	0,85—0,90	0,77	0,73	0,70
0	90	0,95	—	—	—

Очевидно, в рекомендациях Шмидта уже отражены данные испытаний Точа [32], подтвержденные Мартыновым, с чем следует считаться при расчетах.

Переход к водосливу

При некотором, в общем близком к полному, открытии затвора происходит переход от истечения через отверстие к водосливу.

Предельное значение $h_{ш}$, соответствующее этому переходу, формально можно определить из формул (1), (2) и (3). Формула (1) превращается в формулу водослива при

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H} \frac{\sqrt{H_{ш}}}{\sqrt{H}},$$

откуда при известных m , μ и H для данного H определяются подбором $h_{ш}$ и $H_{ш}$.

Пример.

$$m = 0,48; \quad \mu = 0,70; \quad H = 10 \text{ м.}$$

$$h_{ш} \sqrt{H_{ш}} = \frac{mH \sqrt{H}}{\mu} = 21,70;$$

$$h_{ш} = 9,5 \text{ м}; \quad H_{ш} = 5,25 \text{ м}; \quad \sqrt{H_{ш}} = 2,29.$$

Подобный же переход для формулы (2) определится равенством

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H},$$

откуда

$$h_{ш} = \frac{mH}{\mu} \cong 7,0 \text{ м.}$$

Для формулы (3) имеем следующее условие перехода:

$$m = \mu \frac{h_{ш}}{H} \frac{\sqrt{H - \epsilon h_{ш}}}{\sqrt{H}},$$

откуда при $\mu = 0,67$ и $m = 0,34$

$$h_{ш} \sqrt{H - \epsilon h_{ш}} = \frac{mH \sqrt{H}}{\mu} = 16,0;$$

$$\epsilon = 0,68; \quad h_{ш} = 7,0 \text{ м}; \quad H - \epsilon h_{ш} = 5,25;$$

$$\sqrt{H - \epsilon h_{ш}} = 2,29.$$

С изменением H , а также формы порога, определяющей величины m и μ , будет изменяться и предел перехода к водосливу.

Истечение через затопленные отверстия

Отверстие следует считать затопленным, когда уровень нижнего бьефа оказывает влияние на величину расхода воды через донное отверстие, т. е. когда при данном уровне верхнего бьефа через отверстие проходит меньший расход, чем проходил бы при том же уровне через незатопленное отверстие.

Указанное, по существу, наиболее правильное определение затопления не нашло еще общепризнанного выражения в расчетных формулах, и расчеты производятся по старым рекомендациям, в силу чего расходы воды нередко заметно преувеличиваются. Н. Н. Павловский, приводя в своих справочниках эмпирические зависимости и значения поправочных коэффициентов для расчета расходов воды через затопленные отверстия, настоятельно подчеркивал предварительный характер рекомендаций и необходимость лабораторной проверки [25]. Фактически таким образом сейчас поступают во многих случаях, но обобщения данных опыта, выраженного в достаточно обоснованных расчетных зависимостях, пока не имеется.

Попытку в этом отношении сделал недавно немецкий гидравлик Шмидт, предложивший новые, более смелые рекомендации для расчета затопленных отверстий, основанные на данных опыта, в частности на данных натурных измерений [30, 31]. Краткое изложение его метода будет приведено ниже.

В настоящее время в отечественной гидравлической литературе [21] отверстие считается подтопленным, если затопляется прыжок в нижнем бьефе, причем различают отверстия полузатопленные при $h_n > 0,5 h_{ш}$ и затопленные при $h_n > h_{ш}$ (рис. 86).

Определение расхода через полузатопленные прямоугольные отверстия рекомендуется, по Павловскому, производить по формуле

$$Q = \sigma \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_n}$$

с введением коэффициента σ , значения которого приведены в табл. 21 для величин подтопления $h_n \geq 0,5 h_{ш}$.

Таблица 21

Значения σ для полузатопленных отверстий (по Н. Н. Павловскому).

$\eta = \frac{h_n}{H_2}$	$\varphi = \frac{H_1}{H_2}$					
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,5	0,937	0,923	0,901	0,847	0,840	0,816
0,6	0,907	0,885	0,845	0,803	0,756	—
0,7	0,856	0,817	0,762	0,679	—	—
0,8	0,776	0,712	0,577	—	—	—
0,9	0,621	0,426	—	—	—	—

Для затопленных прямоугольных отверстий расход воды определяют по формуле

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gz},$$

где z — разность уровней верхнего и нижнего бьефов, а при учете влияния скорости подхода

$$z_0 = z + \frac{v^2}{2g}$$

и μ принимается как для незатопленных отверстий. Расчеты по указанной формуле дают запас.

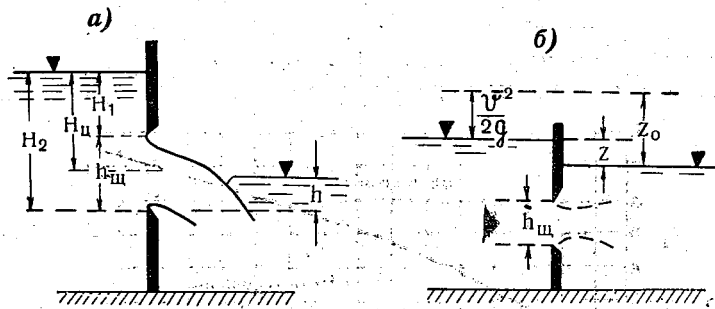


Рис. 86. Истечение через полузатопленное и затопленное отверстия.

а — полузатопленное отверстие, б — затопленное отверстие.

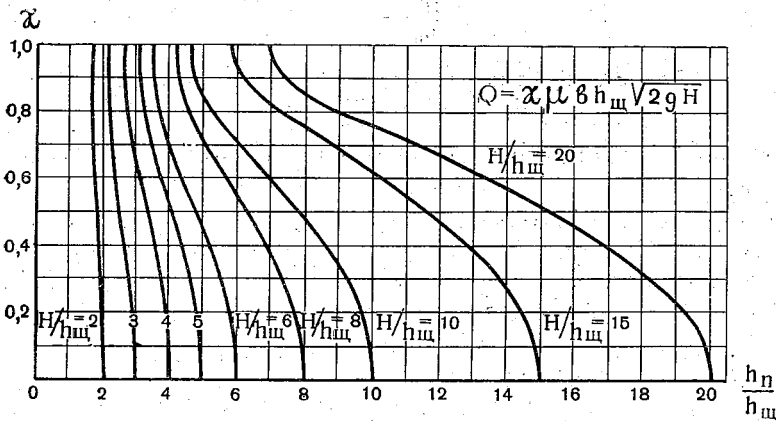


Рис. 87. Значения коэффициента α в формуле для затопленного донного отверстия.

Шмидт предлагает считать расходы через затопленные отверстия по зависимости для незатопленного отверстия с введением поправочного коэффициента α

$$Q = \alpha \mu b h_{ш} \sqrt{2gH},$$

где μ — коэффициент расхода для незатопленного отверстия, определяемый по формуле

$$\mu = \frac{\varepsilon}{\sqrt{1 + \varepsilon \frac{h_{\text{ш}}}{H}}}$$

ε — коэффициент сжатия, $h_{\text{ш}}$ — открытие затвора, H — напор над порогом отверстия. Коэффициент μ , по данным Шмидта, зависит главным образом от отношений $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$ и $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$ и в весьма малой степени от ε и μ . Зависимости μ от $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$ и $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$ при $\varepsilon=0,70$ приведены на рис. 87.

Шмидт приводит также графическую зависимость, определяющую, по его данным, границу между незатопленным и за-

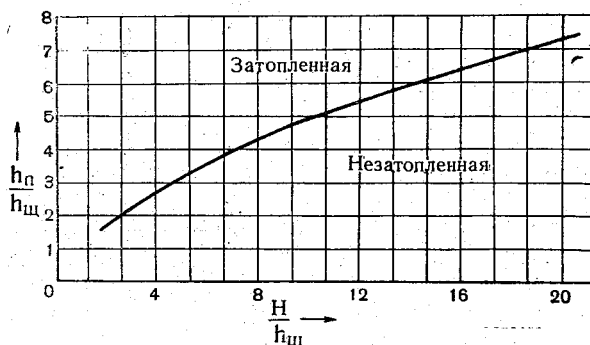


Рис. 88. Граница между зонами затопленного и незатопленного истечения.

топленным отверстиями в зависимости от отношений $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}$ и $\frac{H}{h_{\text{ш}}}$ (рис. 88).

Расчетные расходы через затопленные отверстия, по рекомендациям Шмидта, получаются большими, чем при вычислении по формуле

$$Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$$

В качестве примера приведем следующий ориентировочный сравнительный расчет. Имеем затопленное донное отверстие на пороге практической формы. $H=10$ м, $b=20$ м, $h_{\text{п}}=8$ м.

а) $h_{\text{ш}}=1,0$ м, $\frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}}=8$, $\frac{H}{h_{\text{ш}}}=10$; по рис. 88 отверстие при указанном открытии затоплено безусловно.

по формуле $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$, при $\mu=0,70$, $z=2$ м,

$$Q = 0,70 \times 20 \times 1,0 \times 4,43 \times 1,41 = 87,5 \text{ м}^3/\text{сек};$$

по Шмидту: $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gH}$, при $\varepsilon=0,70$,

$$\mu = \frac{\varepsilon}{\sqrt{1 + \varepsilon \frac{h_{\text{ш}}}{H}}} = \frac{0,70}{\sqrt{1 + 0,70 \cdot 0,1}} = 0,68 \quad \text{и} \quad x = 0,48,$$

$$Q = 0,48 \times 0,68 \times 20 \times 1,0 \times 4,43 \times 3,17 = 91,6 \text{ м}^3/\text{сек};$$

$$\text{б) } h_{\text{ш}} = 4,0 \text{ м}, \quad \frac{h_{\text{п}}}{h_{\text{ш}}} = 2; \quad \frac{H}{h_{\text{ш}}} = 2,5;$$

по формуле $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$, при $z = 6 \text{ м}$,

$$Q = 0,70 \times 20 \times 4,0 \times 4,43 \times 1,41 = 349 \text{ м}^3/\text{сек};$$

по рис. 89 при данном открытии истечение затопленное близ границы с незатопленным:

$$x = 0,8,$$

$$Q = 0,8 \times 0,68 \times 20 \times 4,0 \times 4,43 \times 3,17 = 612 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

Таким образом, по зависимости, предложенной Шмидтом, значения расходов воды получаются большими, чем по расчетной формуле $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$, причем с увеличением открытия разница, при малых открытиях небольшая, быстро увеличивается. Очевидно, в ближайшее время будут учтены данные как отечественного, так и зарубежного опыта и будут выработаны новые зависимости для определения расходов воды через затопленные отверстия.

Гидрологам при оценке данных по учету стока на ГЭС, при сравнении величин стока в створах ГЭС с таковыми на ближайших постах Гидрометслужбы и пр., следует иметь в виду, что значения расходов воды через затопленные отверстия, вычисленные по формуле $Q = \mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2gz}$, могут быть заниженными, причем тем больше, чем больше было открытие отверстия.

Глубинные водосбросы

Глубинные водосбросы представляют собой отверстия — тоннели, галереи, трубы, — расположенные в теле плотины или в обход ее, и встречаются преимущественно на ГЭС с высокими плотинами (см. рис. 52, 54). К глубинным водосбросам следует отнести и напорные донные водосбросы (галереи) на совмещенных ГЭС, устраиваемые в турбинных блоках этих ГЭС под дном турбинных камер или рядом с ними (Новосибирская, Каховская ГЭС и др.) (рис. 89).

Расчет расходов воды через глубинные водосбросы производился, а иногда производится и теперь, по гидравлическим формулам. Этот путь нельзя признать надежным без предва-

рительного определения значения коэффициента расхода в применяемой формуле на основании лабораторных испытаний на модели данного сооружения.

Рекомендуемые в различных руководствах и справочниках формулы не вполне идентичны, что в известной мере объясняется

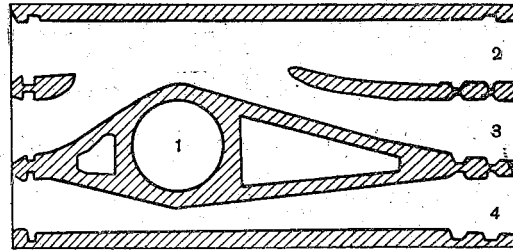


Рис. 89. Глубинные боковые напорные водосбросы в блоке ГЭС. Расположение в плане. 1 — агрегат; 2, 3, 4 — водосбросы.

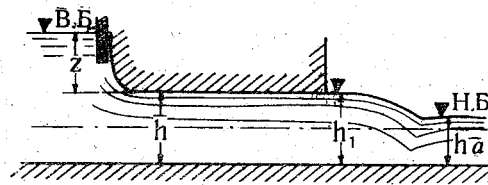


Рис. 90. Истечение в атмосферу.

различиями в режиме истечения через водосбросы в разных случаях.

Обычно рекомендуются следующего вида формулы:
а) при истечении в атмосферу (рис. 90)

$$Q = \mu_s \omega \sqrt{2gH},$$

где ω — расчетная площадь сечения отверстия водосброса, H — напор обычно над центром отверстия и μ_s — коэффициент расхода.

Напор иногда рекомендуется исчислять над дном водосброса или в зависимости от различных возможных случаев его работы над соответствующими условиям истечения иными уровнями (ТУ 29-53);

б) при истечении под уровень (рис. 91)

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gz},$$

где z — разность уровней верхнего и нижнего бьефов.

Коэффициент расхода μ_s вычисляется из выражения

$$\mu_s = \frac{1}{\sqrt{1 + \Sigma \zeta + \lambda \frac{l}{D}}},$$

где $\Sigma \zeta$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений, за исключением коэффициента сопротивления на выход (последнее учитывается единицей под знаком радикала); λ — коэффициент сопротивления по длине водосброса l при высоте (диаметре) водосброса D .

Для предварительных расчетов при неподтопленном водосбросе и полном открытии его в ТУ 29-53 рекомендуется принимать

$$\mu_s = 0,80 - 0,90.$$

При вычислении μ_s из указанного выше выражения принимают

$$\Sigma \zeta = \zeta_{\text{вх}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{вх}}} \right)^2 + \zeta_{\text{затв}} \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{затв}}} \right)^2,$$

где $\zeta_{\text{вх}}$ — коэффициент сопротивления на входе — принимают в зависимости от плавности входа от 0,10 (плавный вход) до

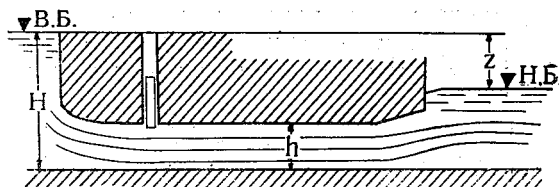


Рис. 91. Истечение под уровень.

0,50 (прямой вход); $\zeta_{\text{затв}}$ — коэффициент затвора — учитывают при неполном открытии затвора; приближенные значения его для плоского затвора, рекомендуемые в ТУ 29-53, изменяются от 0,36 при открытии затвора на 90% до 23,2 при открытии его на 20%; ω — площадь расчетного сечения; $\omega_{\text{вх}}$ — площадь сечения на входном участке; $\omega_{\text{затв}}$ — площадь сечения на участке затворов.

При наличии решеток у входа в водосброс учитывают также коэффициент на потери на решетках.

Для λ у Павловского приводятся следующие приближенные значения:

для деревянных труб $\lambda = \frac{1}{52}$

для сварных железных труб $\lambda = \frac{1}{50}$

для бетонных и железобетонных труб $\lambda = \frac{1}{45}$

Лабораторные испытания пропускной способности глубинных водосбросов производятся на модели запроектированного сооружения с соответствующим водосбросом. Испытания производятся обычно по заказу проектной организации в гидравлической лаборатории того или иного гидротехнического или энергетического института, например Института гидротехники им. Веденеева (ВНИИГ) в г. Ленинграде. Испытания могут производиться и для проверки пропускной способности водосбросов действующих сооружений по заданию какого-либо энергоуправления или дирекции ГЭС.

Целью испытаний обычно является определение величины коэффициента расхода μ в формуле

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH},$$

где H — напор над центром отверстия или разность уровней верхнего и нижнего бьефов.

При известном значении коэффициента расхода вычисление расхода воды при различных напорах производится затем по формуле. При этом может быть построен расчетный график расхода воды Q в зависимости от уровней верхнего и нижнего бьефов.

Пересчет модельных результатов на натуру для расхода воды, напора, скорости течения и пр. производится по специальным формулам (по закону Фруда); например, для расхода воды

$$Q_n = Q_m \lambda^{2,5},$$

где Q_n — расход в натуре, Q_m — расход на модели, λ — линейный масштаб модели; например, $\lambda = 26,7$; $\lambda = 44,4$.

*Пример*¹. Требуется определить пропускную способность водосбросов, запроектированных в турбинном блоке совмещенной ГЭС. Расположение трех водосбросов, огибающих турбинную камеру, дано в плане на рис. 89. Расчетное сечение у всех трех водосбросов прямоугольное, одинаковых размеров, при ширине $b = 6$ м и высоте $h = 2,5$ м в натуре для каждого водосброса, НПГ = 113,5 м, КПГ = 115,7 м. Отметка дна водосбросов $\nabla_d = 83$ м.

Расчет произведен на определение расчетных зависимостей

$$Q_p = f(H_{в. б}, H_{н. б})$$

путем пропуска через модель водосбросов постоянных расходов воды Q_{m_1} , Q_{m_2} , Q_{m_3} и т. д. при НПГ, КПГ, а также при

¹ Данные для примера заимствованы из отчета ВНИИГ по одной из крупных ГЭС.

различных других уровнях верхнего бьефа и фиксации соответствующих уровней нижнего бьефа. Полученные расчетные зависимости в натуральных величинах изображены на рис. 92.

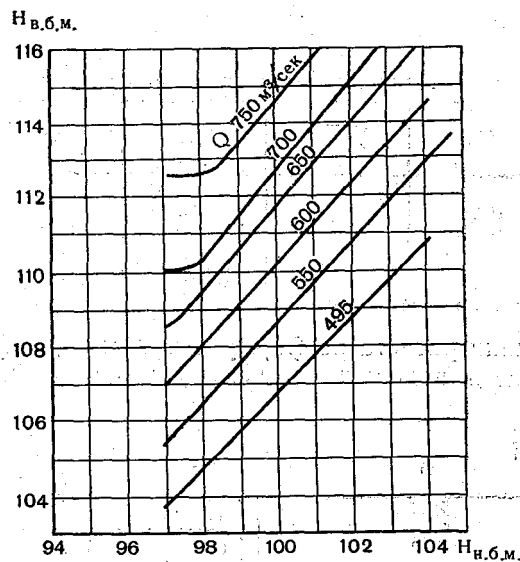


Рис. 92. Зависимости $Q = f(H_{в.б.} - H_{н.б.})$.

Коэффициент расхода μ определяется по данным испытаний из формулы

$$\mu = \frac{Q}{\omega \sqrt{2gH}}$$

Например, при НПГ=113,5 м и уровне нижнего бьефа (УНБ), равном 100 м,

$$\omega = 3 \times 2,55 \times 6,0 = 46 \text{ м}^2 \text{ и } Q_n = 735 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

$$\mu = \frac{725}{750} = 0,97.$$

4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА СБРОСНЫХ РАСХОДОВ ВОДЫ НА КРУПНЫХ ГЭС

Пример 1.

Сбросы воды на ГЭС производятся через глухую водосливную плотину длиной 210 м с гребнем практического профиля с отметкой 20,74 м и через два донных отверстия шириной 9 м каждое (рис. 93).

Для расчета расходов воды через плотину использована формула $Q = mbH\sqrt{2gH}$, где коэффициент расхода m изменяется в зависимости от напора в пределах 0,40—0,49 (табл. 22).

Таблица 22

Подсчет расходов воды через глухую водосливную плотину

Отметка верхнего бьефа, м	H м	\sqrt{H} м	b м	m	Q м ³ /сек.
21,00	0,26	0,51	210	0,40	49,5
21,50	0,76	0,87	210	0,42	261,4
22,00	1,26	1,12	210	0,45	586
22,50	1,76	1,32	210	0,48	1028
22,70	1,96	1,40	210	0,49	1086

На основании расчета по формуле построен график пропускной способности водослива (рис. 94) и составлена расчетная табл. 22.

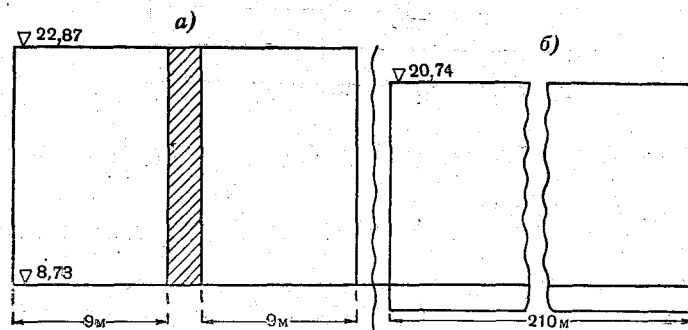


Рис. 93. Схема водосливной плотины и донных водосбросов ГЭС.

а — водосброс с двумя плоскими затворами, б — глухая водосливная плотина.

Расходы воды через донные отверстия с отметкой дна 8,73 м рассчитаны по формуле $Q = kbH^2$,

где $k = 0,97 \cdot 0,7 \frac{h_{ш}}{H} \sqrt{2g \left(1 - 0,7 \frac{h_{ш}}{H}\right)}$ до $\frac{h_{ш}}{H} \leq 0,66$.

Выражение для k получено из формулы, рекомендуемой для донных отверстий 2-го рода: $Q = \varphi \cdot \varepsilon \cdot h_{ш} b \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{ш})}$, применимой в данном случае, так как дно, к которому примыкают отверстия, горизонтальное.

При $\frac{h_{ш}}{H} = 0,66$ истечение через отверстие переходит в водослив с широким порогом. Коэффициент расхода $m = 0,325$, $\mu = m \sqrt{2g} = 1,44$.

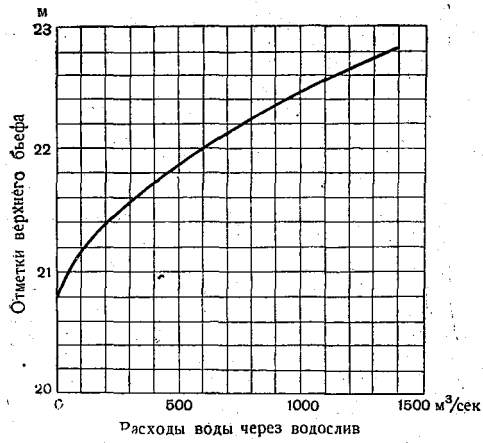


Рис. 94. Пропускная способность водослива плотины при разных отметках верхнего бьефа.

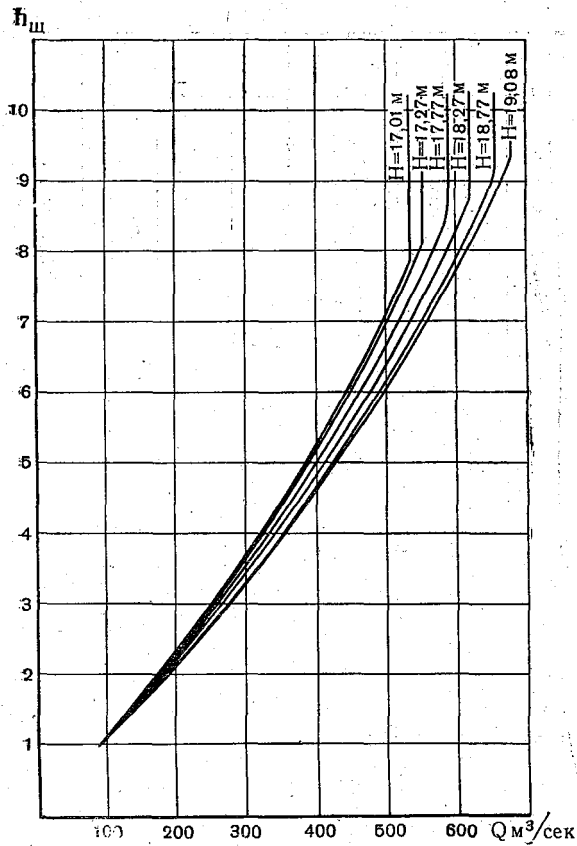


Рис. 95. Пропускная способность одного щита донного водосброса.

Данные о пропускной способности одного щита приведены в табл. 23 (схема кривых дана на рис. 95). Переход от истечения через отверстие к водосливу (предельные открытия при данных уровнях верхнего бьефа) представлен в табл. 24.

Таблица 23

Подсчет сбросных расходов воды через донные водосбросы

$$Q = \varphi \varepsilon h_{\text{ш}} b \sqrt{2g(H - \varepsilon h_{\text{ш}})}; \quad k = \varphi \varepsilon \frac{h_{\text{ш}}}{H} \sqrt{2g \left(1 - \varepsilon \frac{h_{\text{ш}}}{H}\right)};$$

$$\text{при } \varepsilon = 0,678 \quad \varphi = 0,97, \quad k = 1,43; \quad p = \varphi \varepsilon b \sqrt{2g} = 26,2.$$

Уровень верхнего бьефа, м	H м	h _ш м	$\sqrt{H - \varepsilon h_{\text{ш}}}$	Q м ³ /сек	Уровень верхнего бьефа, м	H м	h _ш м	$\sqrt{H - \varepsilon h_{\text{ш}}}$	Q м ³ /сек			
22,81	14,08	1,0	3,66	96,0	21,50	12,77	1,0	3,48	91,3			
		2,0	3,56	187			2,0	3,38	177			
		3,0	3,46	272			3,0	3,28	258			
		4,0	3,36	352			4,0	3,17	332			
		5,0	3,26	428			5,0	3,06	401			
		6,0	3,16	497			6,0	2,94	462			
		7,0	3,06	561			7,0	2,84	520			
		8,0	2,94	615			8,0	2,70	565			
		9,0	2,82	665			8,45	2,65	587			
		9,25	2,80	680					587			
							680					
22,50	13,77	1,0	3,62	95,0	21,00	12,27	1,0	3,40	89,1			
		2,0	3,52	184			2,0	3,30	173			
		3,0	3,42	268			3,0	3,20	252			
		4,0	3,32	348			4,0	3,09	324			
		5,0	3,22	422			5,0	2,98	390			
		6,0	3,11	489			6,0	2,86	450			
		7,0	3,00	552			7,0	2,74	503			
		8,0	2,88	605			8,0	2,62	549			
		9,0	2,76	652			8,11	2,60	553			
		9,05	2,76	655					553			
							655					
22,00	13,27	1,0	3,54	92,8	20,74	12,01	1,0	3,36	88			
		2,0	3,45	181			2,0	3,28	172			
		3,0	3,35	263			3,0	3,16	248			
		4,0	3,25	340			4,0	3,05	320			
		5,0	3,14	412			5,0	2,94	385			
		6,0	3,03	476			6,0	2,82	443			
		7,0	2,92	535			7,0	2,70	495			
		8,0	2,80	586			7,90	2,58	535			
		8,75	2,71	622					535			
							622					

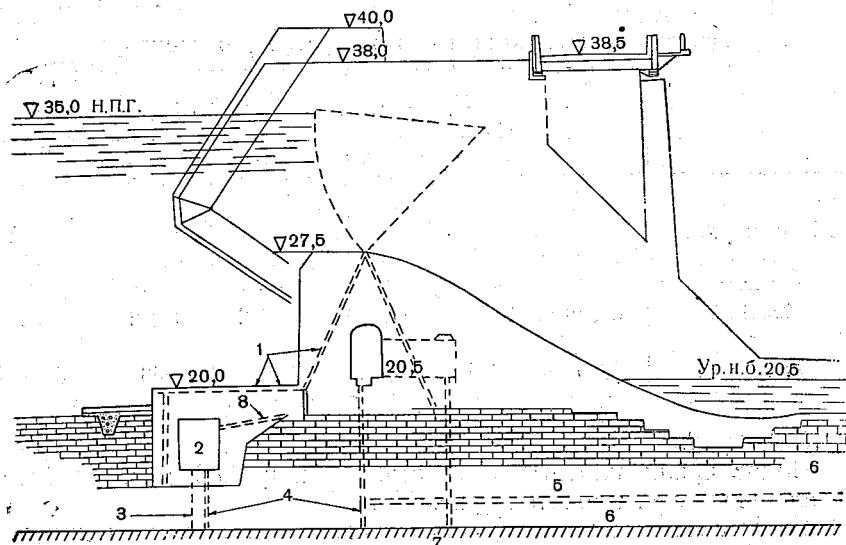


Рис. 96. Разрез по сегментному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажная галерея, 3 — цементационная завеса, 4 — дренажные скважины, 5 — прослойка мергеля и глины, 6 — доломит, 7 — мергель, 8 — дренажный канал.

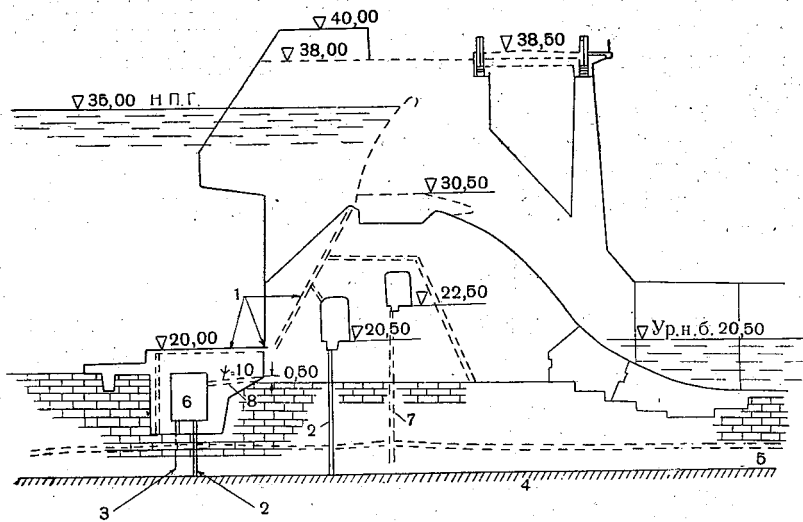


Рис. 97. Разрез по клапанному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажная скважина, 3 — цементационная завеса, 4 — мергель, 5 — доломит, 6 — дренажная галерея, 7 — контрольная (пьезометрическая) скважина, 8 — дренажный канал.

Переход от истечения через отверстие к водосливу

	Уровень верхнего бьефа, м					
	22,81	22,50	22,00	21,50	21,00	20,74
Отметка порога, м						
H м	14,08	13,77	13,27	12,77	12,27	12,01
$h_{\text{ш макс}}$	9,25	9,05	8,75	8,45	8,11	7,90
$\frac{h_{\text{ш макс}}}{H}$	0,658	0,658	0,660	0,662	0,662	0,662
Q м ³ /сек.	680	655	622	587	553	535

Пример 2.

Водосливная плотина ГЭС имеет длину 280 м и разбита на следующие 11 пролетов (рис. 55):

1) Девять пролетов с сегментными затворами шириной в свету 20 м, высотой 7,5 м, с отметкой порога 27,5 м (рис. 96).

Эти пролеты служат для пропуска как паводочных, так и текущих сбросных расходов при регулировании стока. Подъем затворов производится гидравлическим способом (рис. 63). Высота открытия отмечается по указателю-индикатору.

2) Один пролет шириной 80 м с клапанным затвором (рис. 97). Отметка порога 30,5 м. Пролет служит для пропуска паводочных расходов и льда. Подъемное устройство гидравлическое.

3) Один пролет с секторным затвором шириной 20 м и высотой порога 30,5 м. Затвор опускается в выем в пороге плотины (рис. 98).

I. Расход воды через секторный затвор определяется по формуле

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH_0}$$

Коэффициент m определен из справочников в зависимости от конфигурации порога при различном положении затвора (рис. 99); b_c — ширина водослива с учетом бокового сжатия α :

$$b_c = b\alpha; \quad \alpha = 1 - 0,06 \frac{H_0}{H_0 + b},$$

H_0 — напор над порогом водослива с учетом скорости подхода v :

$H_0 = H + \frac{v^2}{2g}$, где $\frac{v^2}{2g}$ — скоростной напор, определяемый из

формулы $k = \left(1 + \frac{v^2}{2gH}\right)^{3/2}$, где k — коэффициент, учитывающий скорость подхода, — снимается с кривой $k = f(Q)$.

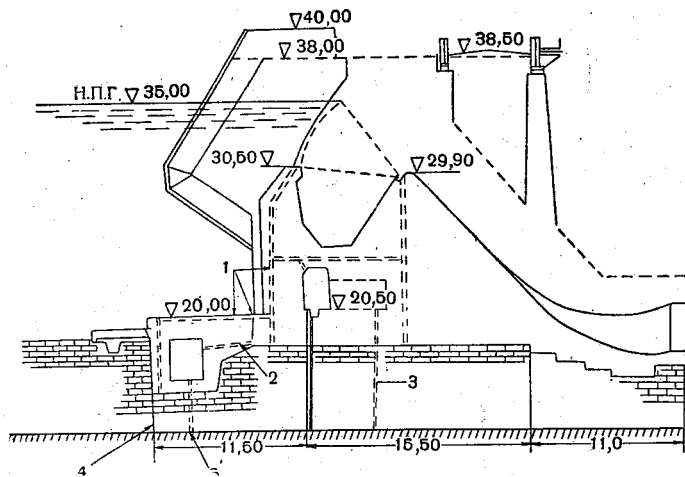


Рис. 98. Разрез по секторному пролету.

1 — деформационные швы с асфальтовым уплотнением, 2 — дренажный канал, 3 — контрольные (пьезометрические) скважины, 4 — цементационная завеса, 5 — дренажные скважины.

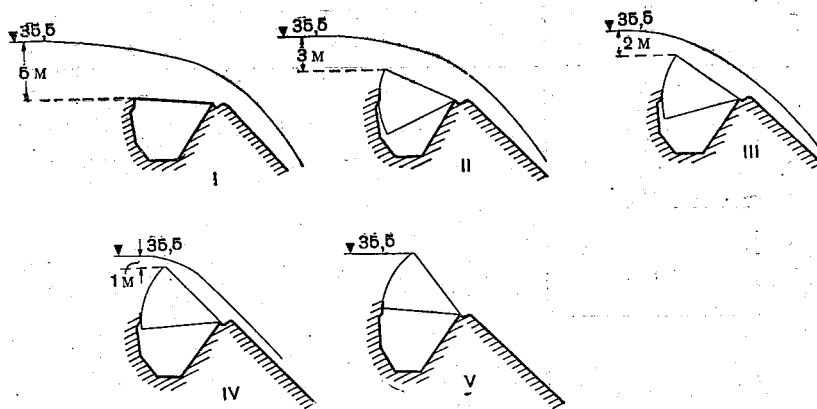


Рис. 99. Примеры открытия секторного затвора.

I — полное открытие на 5 м, II — открытие на 3 м, III — открытие на 2 м, IV — открытие на 1 м, V — полное закрытие.

Расчетные данные для расходов воды через секторный забор

h порога бьефа, м	H м	$\frac{v^2}{2g}$	$H + \frac{v^2}{2g}$ м	b м	α	b_c м	m	$H_0^{1/2}$ м	$\sqrt{2g}$	Q м ³ /сек.	
Уровень верхнего бьефа, м	35,0	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,41	0,38	4,43	13,6	
	34,5	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,41	1,03	4,43	37,2	
	34,0	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,40	1,89	4,43	66,6	
	33,5	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,39	2,89	4,43	99,9	
	33,0	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,39	4,05	4,43	137,4	
	32,5	0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,38	5,33	4,43	177,5	
	32,0	0,06	3,56	20	0,99	19,8	0,37	6,72	4,43	218,2	
	31,5	0,06	4,06	20	0,99	19,8	0,36	8,18	4,43	259,5	
	31,0	0,07	4,57	20	0,99	19,8	0,34	9,77	4,43	290,8	
	30,5	0,08	5,08	20	0,99	19,8	0,34	11,18	4,43	333	
	34,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,41	0,38	4,43	12,7
		1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,40	1,03	4,43	35,7
		1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,39	1,89	4,43	64,3
		2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,38	2,89	4,43	97,0
2,5		0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,37	4,05	4,43	132,4	
3,0		0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,36	5,33	4,43	169,3	
3,5	0,06	3,56	20	0,99	19,8	0,31	6,72	4,43	200		
4,0	0,06	4,06	20	0,99	19,8	0,33	8,18	4,43	238,5		

Уровень верхнего бьефа, м	h порога	H м	$\frac{v^2}{2g}$	$H + \frac{v^2}{2g}$ м	b м	α	b _c м	m	H ₀ ^{3/2} м	$\sqrt{2g}$	Q м ³ /сек.
33,5	33,0	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,38	0,38	4,43	12,7
	32,5	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,37	1,03	4,43	33,4
	32,0	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,37	1,89	4,43	61,9
	31,5	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,37	2,89	4,43	92,5
	31,0	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,34	4,05	4,43	121,3
33,0	30,5	3,0	0,05	3,05	20	0,99	19,8	0,34	5,33	4,43	157,3
	32,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,38	0,38	4,43	12,1
	32,0	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,37	1,03	4,43	33,7
	31,5	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,36	1,89	4,43	60,3
	31,0	2,0	0,03	2,03	20	0,99	19,8	0,34	2,89	4,43	87,1
32,0	30,5	2,5	0,04	2,54	20	0,99	19,8	0,34	4,05	4,43	120,9
	31,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,35	0,38	4,43	11,5
	31,0	1,0	0,02	1,02	20	0,99	19,8	0,34	1,03	4,43	30,9
31,0	30,5	1,5	0,03	1,53	20	0,99	19,8	0,34	1,89	4,43	56,4
	30,5	0,5	0,02	0,52	20	0,99	19,8	0,33	0,38	4,43	10,9

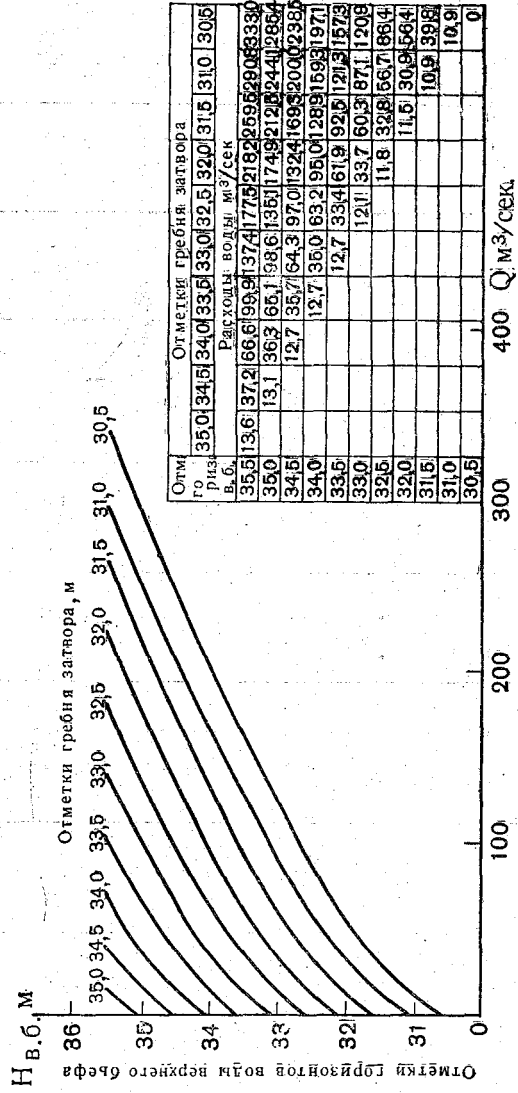


Рис. 100. График расходов воды через один секторный затвор ($b = 20 \text{ м}$) в зависимости от уровня верхнего бьефа $Q = f(H_v, \eta)$.

Например, при $H=5,0$ м; $k=1,02$

$$k = \left(1 + \frac{v^2}{2gH}\right)^{\frac{3}{2}} = 1,02; \quad 1 + \frac{v^2}{2gH} = 1,01;$$

$$\frac{v^2}{2g} = 0,05;$$

$$H_0 = 5,00 + 0,05 = 5,05 \text{ м.}$$

Рассмотрим ряд положений затвора.

За основу принимается при полном открытии водослив шириной профиля типа IV_c' и II_c' [25].

1) При полном открытии (рис. 99) $H=5$ м; $\delta=6$ м; $H/\delta=0,83$; $s' > s$,¹ следовательно, m берется как для водослива с широким порогом, равным 0,34 (Н. Н. Павловский [25]), при H/δ от 1 до $1/2$.

2) При закрытии затвора до $H=3$ м (рис. 100) коэффициент m выбирается так же, как для водослива с широким порогом типа II_c' в зависимости от H , δ , s' .

3) При дальнейшем закрытии затвора наблюдается переход к водосливу с тонкой стенкой, все более и более определенно выраженному. Значения m соответственно изменяются от 0,39 до 0,41.

Расчет:

1) при $H=4,75$ м; $H_0=4,80$ м; $H_0^{\frac{3}{2}}=10,52$;

$m=0,34$, как для водослива с широким порогом,

$$b=20 \text{ м; } \alpha=0,99; \quad b_c=20 \cdot 0,99=19,8 \text{ м;}$$

$$Q=314 \text{ м}^3/\text{сек};$$

2) при $H=2,0$ м; $H_0=2,03$ м; $H_0^{\frac{3}{2}}=2,89$ м;

$$b=20 \text{ м; } \alpha=0,99; \quad b_c=19,8 \text{ м;}$$

$$Q=99,9 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

На рис. 100 приведен график для расчета расхода воды через секторный затвор, а в табл. 25 — данные расчета.

II. Расход воды через клапанный затвор определяется по формуле водослива

$$Q=mb_cH\sqrt{2gH}.$$

Очертания порога водослива типа IV' а, 3° по проекту даны для напора 7,5 м; при полном открытии клапанного затвора

¹ s и s' — котангенсы угла наклона верхней и нижней граней водослива.

и отметке уровня верхнего бьефа 35 м напор составит 4,5 м. При этом $m=0,48 \sqrt{\frac{H}{H_{пр}}} = 0,467$.

Расчетный график расходов воды через клапанный затвор при полном его открытии по данным табл. 26 приведен на рис. 101. При неполных открытиях затвора расчет может быть

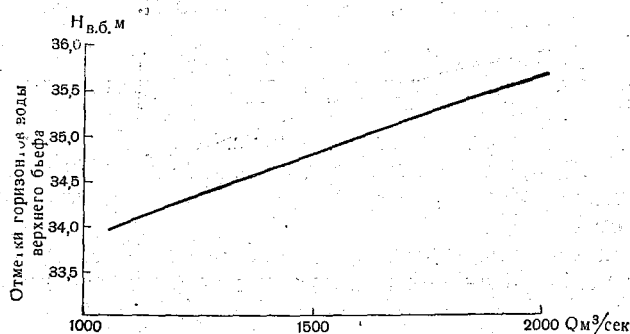


Рис. 101. Кривая расходов воды через один клапанный затвор ($b = 80$ м) при полном открытии в зависимости от уровней верхнего бьефа.

Расчет произведен по формуле $Q = mb_c H \sqrt{2gH}$. Отметка порога 30,5 м.

произведен как для плоского водослива с тонкой стенкой при наклоне вперед (стр. 122).

Таблица 26

Расчетные данные для расходов воды через клапанный затвор

Отметка верхнего бьефа, м	Отметка порога, м	H м	$\frac{v^2}{2g}$ м	$\frac{v^2}{H + \frac{v^2}{2g}}$ м	b м	a_c	b_c м	m	$H^{3/2}$	$\sqrt{2g}$	Q м³/сек.
34,0	30,5	3,5	0,06	3,56	80	1	80	0,454	6,72	4,43	1080
34,2	30,5	3,7	0,06	3,76	80	1	80	0,457	7,29	4,43	1180
34,5	30,5	4,0	0,06	4,06	80	1	80	0,465	8,18	4,43	1348
34,8	30,5	4,3	0,07	4,37	80	1	80	0,467	9,14	4,43	1510
35,0	30,5	4,5	0,07	4,57	80	1	80	0,468	9,79	4,43	1621
35,2	30,5	4,7	0,07	4,77	80	1	80	0,469	10,42	4,43	1731
35,5	30,5	5,0	0,08	5,08	80	1	80	0,470	11,50	4,43	1915

III. Расход воды через сегментный затвор при неполном открытии затвора определен на ГЭС по формуле истечения через отверстие

$$Q = \mu b h_{ст} \sqrt{2gH_{ст}}$$

где $H_{ц}$ — напор над центром отверстия; $h_{щ}$ — величина открытия щита.

Здесь $H_{ц}$ зависит от уровня верхнего бьефа; тем самым величину расхода получим в зависимости от величины открытия $h_{щ}$ и уровня верхнего бьефа.

При указанных условиях отверстие работает при неполном сжатии струи, причем степень сжатия изменяется с открытием затвора. Поэтому значения коэффициента расхода μ определялись по эмпирической формуле $\mu = \mu_c(1 + 0,4n)$, где n — отношение периметра без сжатия к полному периметру.

Вытекающая из-под затвора струя будет претерпевать сжатие со стороны затвора в вертикальной плоскости. Сжатие

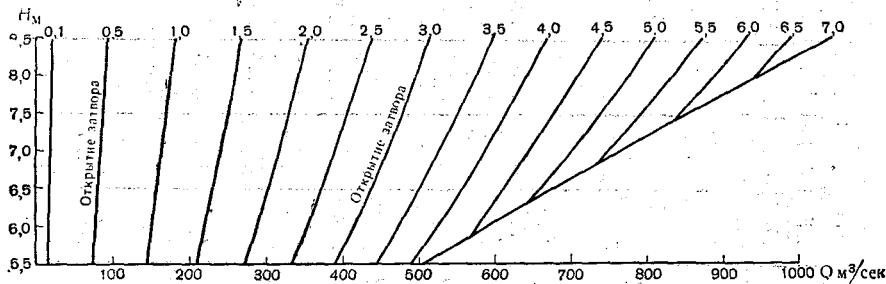


Рис. 102. График пропускной способности через один сегментный затвор.

струи со стороны гребня в той же плоскости будет устранено плавностью формы гребня водослива. Считается, что сжатие с боков также отсутствует.

Коэффициент расхода μ , соответствующий совершенному сжатию, взят по Н. Н. Павловскому: $\mu_c = 0,60$.

Для различных открытий $h_{щ}$ определены коэффициенты расхода μ , и затем по формуле $Q = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{ц}}$ для различных уровней верхнего бьефа вычислены расходы воды.

При определенном отношении $h_{щ}$ и H истечение через отверстие переходит в явление водослива. Это происходит при условии

$$m\alpha = \mu \frac{h_{щ}}{H} \frac{\sqrt{H_{ц}}}{\sqrt{H}}$$

После определения предела расход воды рассчитывается по формуле водослива

$$Q = mb_c H \sqrt{2gH}$$

Тем самым сохраняется непрерывность в изменении расхода при переходе от истечения через отверстие к водосливу.

В табл. 27 и на рис. 102 приводятся расходы воды через один сегментный затвор при различных открытиях щита и

Таблица 2

Расходы воды через один сегментный затвор

$h_{\text{ш}} \text{ м}$	0,1	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
μ	0,720	0,722	0,724	0,727	0,729	0,732	0,735	0,737	0,740	0,742	0,744	0,746	0,748	0,750	0,751
$\mu b h_{\text{ш}} \sqrt{2g}$	6,38	32,0	64,2	96,5	129,0	162	195	229	262	296	330	364	398	433	466
$H = 8,5 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	8,45 2,91 18,6	8,25 2,87 91,8	8,0 2,83 181,7	7,75 2,78 268	7,50 2,74 354	7,25 2,70 437	7,0 2,64 514	6,75 2,60 595	6,50 2,55 667	6,25 2,50 739	6,0 2,45 808	5,75 2,40 873	5,50 2,34 930	5,25 2,29 990	5,0 2,24 1040
$H = 8,0 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	7,95 2,82 18,0	7,75 2,78 88,0	7,50 2,74 176	7,25 2,70 261	7,0 2,64 340	6,75 2,60 421	6,50 2,55 497	6,25 2,50 572	6,0 2,45 640	5,75 2,40 710	5,50 2,34 771	5,25 2,29 833	5,0 2,24 891	4,75 2,18 944	
$H = 7,5 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	7,45 2,73 17,4	7,25 2,70 86,3	7,0 2,64 170	6,75 2,60 251	6,50 2,55 329	6,25 2,50 404	6,0 2,45 476	5,75 2,40 550	5,50 2,34 612	5,25 2,29 675	5,0 2,24 740	4,75 2,18 793	4,50 2,12 843		
$H = 7,0 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	6,95 2,64 16,9	6,75 2,60 83,2	6,50 2,55 164	6,25 2,50 241	6,0 2,45 316	5,75 2,40 388	5,50 2,34 456	5,25 2,29 524	5,00 2,29 586	4,75 2,18 644	4,50 2,12 699	4,25 2,06 749			
$H = 6,5 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	6,45 2,54 16,4	6,25 2,50 79,9	6,00 2,45 157,5	5,75 2,40 231	5,5 2,34 302	5,25 2,29 370	5,0 2,24 436	4,75 2,18 499	4,50 2,12 555	4,25 2,06 608	4,00 2,0 659				
$H = 6,0 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	5,95 2,44 15,6	5,75 2,40 76,8	5,5 2,34 150,3	5,25 2,29 221	5,0 2,24 289	4,75 2,18 353	4,5 2,12 413	4,25 2,06 471	4,0 2,0 524	3,75 1,95 576					
$H = 5,5 \text{ м}$ $\frac{H_{\text{ш}}}{V H_{\text{ш}}^2} Q$	5,45 2,33 14,9	5,25 2,29 73,2	5,0 2,24 144	4,75 2,18 210	4,50 2,12 273	4,25 2,06 333	4,0 2,0 390	3,75 1,95 446	3,5 1,87 489						

уровнях верхнего бьефа, а в табл. 28 — пределы, при которых истечение через отверстие переходит в водослив (для различных уровней верхнего бьефа).

Таблица 28

Переход от истечения через отверстие к водосливу

	Уровень верхнего бьефа, м						
	36,0	35,5	35,0	34,5	34,0	33,5	33,0
Отметка порога, м			27,5				
H м	8,5	8,0	7,5	7,0	6,5	6,0	5,5
$h_{ш}$	7,00	6,60	6,10	5,60	5,10	4,64	4,18
$h_{ш}/H$	0,825	0,825	0,813	0,800	0,785	0,774	0,760
Q м ³ /сек.	1045	950	851	757	669	587	506

При подсчете расходов воды по формуле водослива значение m принимается равным $0,49 \sigma_n$ (тип IV'a, 1°), где $\sigma_n = 0,88 + 0,12 \sqrt{\frac{H}{H_{пр}}}$ (при $\frac{H}{H_{пр}} > 0,80$) и $\sigma_n = 0,785 + 0,25 \frac{H}{H_{пр}}$ (при $\frac{H}{H_{пр}} \leq 0,80$).

Р а с ч е т:

1) Истечение через отверстие: $H=7,5$ м, $H_{ц}=7,0$ м. При $h_{ш}=1$ м коэффициент расхода $\mu = (1 + 0,4n) \mu_c = k \mu_c$, где $\mu_c = 0,60$, $k=1,21$; тогда $\mu = 1,21 \cdot 0,60 = 0,726$.

$$Q = 170 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

2) Определение перехода к водосливу: m для $H=7,5$ м из формулы $m=0,49 \sigma_n$; $\sigma_n = (0,785 + 0,25 \frac{H}{H_{пр}})$ при $H_{пр} = 10$ м, $\frac{H}{H_{пр}} = 0,75$.

$$\sigma_n = 0,785 + 0,25 \cdot 0,75 = 0,972; m = 0,49 \cdot 0,972 = 0,476.$$

Предельное открытие шита, при котором истечение через отверстие переходит в водослив, для $H=7,5$ м будет 6,07 м (открытие шита $h_{ш}$ определяется подбором)

$$\mu \frac{h_{ш}}{H} \cdot \frac{\sqrt{H_{ц}}}{\sqrt{H}} = m a,$$

$$0,75 \frac{6,07}{7,50} \cdot \frac{2,11}{2,74} = 0,476 \cdot 0,98 = 0,467.$$

При открытии, соответствующем переходу к водосливу:

$$Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ц}} = 0,75 \cdot 20 \cdot 6,07 \cdot 4,43 \cdot 2,11 = 851 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q = m b c \sqrt{2gH_{ц}^{3/2}} = 0,476 \cdot 19,67 \cdot 4,43 \cdot 7,50 \cdot 2,74 = 851 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

3) При последующих открытиях затвора расход вычисляют по формуле водослива.

Расчет расходов воды через сегментные затворы произведен без учета данных новейших исследований (см. стр. 120, и рис. 83), согласно которым значение μ в формуле для истечения через отверстие при сегментных затворах принимается по обратно пропорциональной связи с $\frac{h_{ш}}{H}$. Практических рекомендаций для расчетов расходов воды через водосливные отверстия с сегментными затворами в соответствии с указанными данными новейших исследований пока не выработано, тем более, что исследования Мартынова проведены лишь для затворов с отношением $R = (1,2-2,0)h_{ш}$ (см. рис. 83). Сравнения в приведенном выше примере, где $R \geq 2h_{ш}$ (см. рис. 96), с расчетом при помощи графика Мартынова по этой причине привести нельзя. Можно только указать, что для точки $\frac{h_{ш}}{H} = 0,73$, соответствующей верхнему пределу на графике Мартынова, $\epsilon = 0,66$; $\mu = 0,63$ и $Q = 525 \text{ м}^3/\text{сек.}$, тогда как по табл. 27 при $h_{ш} = 4,0 \text{ м}$ и $H_{ш} = 5,50 \text{ м}$, т. е. тоже при $\frac{h_{ш}}{H} \cong 0,73$, $Q = 612 \text{ м}^3/\text{сек.}$, или на 16,5% больше. По-видимому, это расхождение будет уменьшаться с уменьшением отношения $\frac{h_{ш}}{H}$.

Глава III

УЧЕТ СТОКА НА КРУПНЫХ ГЭС

Учет стока воды через сооружения гидроэлектростанции производится дирекцией ГЭС независимо от требований гидрологов для осуществления мероприятий и получения данных, необходимых для эксплуатации ГЭС. Целью учета стока на ГЭС в данном случае является:

1. Контроль расходования воды из водохранилища на выработку энергии и определение удельного расхода воды.
2. Получение данных для обоснованного планирования выработки и снижения удельного расхода воды.
3. Получение данных для правильного распределения запасов воды при наличии нескольких потребителей (расход на выработку энергии, шлюзование, орошение, водоснабжение и т. д.).

Ежедневно сведения об уровнях верхнего и нижнего бьефов (а иногда и по некоторым постам на водохранилище), о величине расхода воды через турбины ГЭС и на холостые сбросы, на утечки и фильтрацию сообщаются из дирекции ГЭС в районные энергоуправления и ежемесячно составляется расчет расходования воды по всем указанным составляющим расхода и суммарно. Формы учета расходования воды на ГЭС и обобщения результатов в каждом энергоуправлении различны. Для характеристики использования водотока для выработки энергии на некоторых ГЭС строятся гидрографы полного и полезного стока (см. рис. 3), на других — вычисляется коэффициент использования водотока (табл. 29).

Некоторые районные энергоуправления ведут специальный учет потерь энергии с целью наиболее полного использования мощности водотока при работе ГЭС. При этом рассчитываются не только потери стока на холостые сбросы (из-за недостаточной емкости водохранилища), шлюзование, утечки и фильтрацию, но и потери энергии в результате снижения напора при суточном и недельном регулировании.

Сказанное подтверждает наличие заинтересованности работ-

Таблица 29

Коэффициенты использования водотока деривационной ГЭС
(в процентах)

Год	Коэффициент использования водотока	Год	Коэффициент использования водотока	Год	Коэффициент использования водотока
1937	84,4	1943	75,0	1949	69,9
1938	71,0	1944	56,7	1950	86,2
1939	91,8	1945	51,0	1951	90,4
1940	59,6	1946	44,1	1952	83,0
1941	88,7	1947	71,2	1953	94,1
1942	63,8	1948	69,8	1954	93,9
				1955	92,0

ников ГЭС, дирекции ГЭС и районных энергоуправлений в точном учете расходов воды через ГЭС.

Не все составляющие расхода воды через гидротехнические сооружения данной ГЭС рассчитываются на самой ГЭС. Расходы воды на шлюзование рассчитываются в управлении диспетчерской службы шлюзов и в виде среднесуточных расходов передаются в дирекцию ГЭС, гидрометеорологическую обсерваторию или УГМС. Иногда дирекция ГЭС получает только число шлюзований за сутки, и средний суточный расход на шлюзование уже рассчитывается в ПТО (Производственно-техническом отделе) ГЭС.

Учет воды, расходуемой на орошение и на водоснабжение городов, железных дорог и промышленных предприятий, производится эксплуатационным персоналом на головных сооружениях ирригационных систем, систем водоснабжения и т. д.

Расход воды на холостые сбросы, рыбоход, утечки и фильтрацию учитывается на ГЭС. В случае водохранилищ малой емкости при значительном стоке реки и особенно на тех деривационных ГЭС, на которых весь сток не может быть израсходован на выработку энергии при существующей мощности ГЭС, расход воды на холостые сбросы часто или не учитывается, или учитывается неточно, так как работники ГЭС в этой воде не заинтересованы.

Использование данных по учету стока на ГЭС, как и данных по полному стоку реки в створе гидротехнических сооружений, возможно в случае правильно поставленного учета стока, т. е. достаточно точного расчета всех составляющих расхода воды.

Использование гидрологами створа гидротехнических сооружений для получения данных о стоке реки совершенно необходимо в случае каскада ГЭС, когда проведение гидрометрических измерений ни в нижнем, ни в верхнем бьефе невозможно. С другой стороны, использование этих данных позволяет закрыть целый ряд гидрометрических створов, дублирующих измерения расхода через створ гидротехнических сооружений.

Организация учета стока и уточнение расчета расходов воды через все гидротехнические сооружения данного гидроузла необходимы на всех крупных гидроэлектростанциях, за исключением некоторых деривационных, а именно: на деривационных ГЭС в случае каскада ГЭС, соединенных между собой тоннелями, каналами и трубопроводами, при полном отсутствии боковой приточности и разбора воды между двумя соседними гидростанциями (например, каскад алма-атинских ГЭС). В этом случае учет стока должен быть организован только на одной-двух станциях из всего каскада, предпочтительно на верхней и нижней.

Данные по учету стока на ГЭС должны систематически передаваться в УГМС для их опубликования в гидрологических ежегодниках.

Учет стока на ГЭС предполагалось производить согласно Инструкции по учету стока на гидроэлектростанциях и гидроузлах, изданной в 1955 г. и утвержденной Министерством электростанций СССР, Министерством речного флота СССР и Главным управлением гидрометслужбы СССР. Однако из-за отсутствия исправных и работающих расходомеров почти на всех ГЭС учет стока через турбины производится не по общей для всех инструкции, а по инструкциям, имеющимся в каждом энергоуправлении, иногда на каждой ГЭС.

Месячные таблицы учета стока на ГЭС представляются в УГМС по форме, приведенной в общей инструкции, но сведения о методике учета стока даются не всегда или они недостаточно полны.

До сих пор на многих крупных ГЭС учет стока с точностью, удовлетворяющей требованиям гидрологии, не организован. В связи с чем перед работниками Гидрометслужбы встает целый ряд задач.

Основными задачами работников Гидрометслужбы в организации учета стока на крупных ГЭС являются:

1. Обследование постановки учета стока на отдельных ГЭС, проверка и оценка методов подсчета стока, использованных расчетных зависимостей и достоверности подсчитанного стока.
2. Контроль за текущими водомерными наблюдениями в нижнем и верхнем бьефах ГЭС.
3. Контроль за расчетами ежедневных расходов воды через ГЭС.
4. Консультации по вопросам учета стока на ГЭС.

1. СОСТАВЛЯЮЩИЕ РАСХОДА ВОДЫ В СТВОРАХ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЭС

Основная масса воды, накапливающаяся в водохранилище, поступает в нижний бьеф через створ гидротехнических сооружений и лишь частично может быть израсходована

Таблица 30
 Процентное соотношение отдельных составляющих полного расхода воды на гидроузлах по месяцам

Составляющие полного расхода воды	Усть-Каменогорская ГЭС, 1955 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Через турбины	99,98	99,98	99,93	79,08	20,80	40,00	66,24	85,50	79,00	95,83	99,65	99,98
Через отверстия плотины	—	—	—	20,90	78,92	59,33	33,0	13,45	20,20	3,05	—	—
Через шлюз	—	—	—	—	0,28	0,67	0,76	1,05	0,80	1,12	0,34	—
Фильтрация и утечки	0,02	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02
1956 г.												
Через турбины	99,98	99,97	99,59	72,58	37,09	30,70	50,30	70,26	73,1	92,0	94,8	99,90
Через отверстия плотины	—	—	—	27,40	62,50	68,90	49,00	28,91	25,9	6,0	5,5	0,0
Через шлюз	—	—	—	—	0,42	0,40	0,70	0,92	1,0	2,0	1,7	—
Фильтрация и утечки	0,02	0,03	0,41	0,02	0,01	0,00	0,00	0,01	0,0	0,0	—	0,01
Днепрогэс им. В. И. Ленина, 1953 г.												
Через турбины	100	100	100	37,2	41,6	82,5	99,6	99,0	99,2	99,0	100	100
Через отверстия плотины	—	—	—	62,8	58,4	17,5	0,4	1,0	0,8	1,0	—	—
Через шлюз	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Орджоникидзевская ГЭС, 1955 г.												
Через турбины	98,97	98,96	98,91	98,9	88,2	62,1	82,8	78,5	90,0	98,9	99,0	99,7
Через отверстия плотины	—	—	—	0,4	11,2	37,6	16,8	21,1	9,7	0,7	—	—
Фильтрация и утечки	1,03	1,04	1,09	0,70	0,65	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	1,0	0,3

Составляющие полного расхода воды	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Рыбинская ГЭС, 1955 г.												
Через турбины	99,5	99,2	99,3	86,6	97,3	97,9	97,3	97,8	98,2	98,8	99,6	
На холостой ход турбин	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	—	0,1	0,1	0,4	0,1	
Фильтрация и утечки	0,4	0,6	0,6	0,1	0,1	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	
Через шлюз	—	—	—	0,4	0,7	1,4	2,2	1,7	1,3	0,4	—	
Через грязеспуск	—	—	—	—	1,2	—	—	—	—	—	—	
Через отверстия плотины	—	—	—	12,6	—	—	—	—	—	—	—	
Кегумская ГЭС, 1953 г.												
Через турбины	64	92	8	26	68	83	89	70	63	77	90	
Через отверстия плотины, шлюз, рыбоход	36	8	35	92	74	32	17	30	37	23	10	
1955 г.												
Через турбины	95	85	10	24	16	51	95	100	100	100	100	
Через отверстия плотины, рыбоход и плотоход	5	15	—	76	84	49	5	—	—	—	—	
Цимлянская ГЭС, 1955 г.												
Через турбины	100	100	99,9	46,6	60,6	95,5	99,0	99,1	99,1	99,1	100	
Через отверстия плотины	—	—	—	53,1	39,1	3,7	—	—	—	—	—	
Через шлюз	—	—	0,1	0,3	0,3	0,8	1,0	0,9	0,9	0,9	—	
Волховская ГЭС, 1955 г.												
Через турбины	100	100	100	92	37,7	43,5	65,6	97,0	99,3	99,5	99,8	100
Через глубокие отверстия	—	—	—	—	39,8	4,4	30,3	—	—	—	—	—
Через водосливную плотину	—	—	—	18	22,4	51,9	3,7	2,1	—	—	—	—
Через шлюз	—	—	—	—	0,1	0,2	0,4	0,9	0,7	0,5	0,2	—

Составляющие полного расхода воды	СухумГЭС, 1955 г.											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Через турбины	95,0	94,5	98,5	95,0	87,5	97,4	93,5	98,4	83,4	96,4	91,0	93,0
На собственные нужды ГЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
На утечки в гидросооружениях	3,3	2,6	1,0	0,8	0,3	0,4	1,1	0,5	0,4	3,5	0,4	0,5
На холостые сбросы	1,6	2,8	0,4	4,1	12,1	2,1	5,4	1,0	16,1	—	8,5	6,4
1956 г.												
Через турбины	96,4	97,6	99,2	87,8	78,5	67,7	91,7	97,0	94,5	93,8	90,0	90,5
На собственные нужды ГЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
На утечки в гидросооружениях	0,4	2,3	0,7	0,9	—	—	—	2,9	1,1	1,0	1,3	0,8
На холостые сбросы	3,1	—	—	11,2	21,4	32,2	8,9	—	4,3	5,1	8,6	8,6
1957 г.												
Через турбины	99,8	99,5	96,5	67,7	66,0	65,7	99,8	—	—	—	—	—
На собственные нужды ГЭС	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	—	—	—	—	—
На утечки в гидросооружениях	0,1	0,4	0,5	0,1	—	—	0,1	—	—	—	—	—
На холостые сбросы	—	—	2,9	32,1	33,9	34,2	—	—	—	—	—	—
АЦГЭС, 1956 г.												
Через турбину	95,6	99,9	99,9	43,7	43,4	38,1	99,9	99,9	83,5	77,5	24,7	74,0
На собственные нужды ГЭС	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
На утечки в гидросооружениях	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
На холостые сбросы	4,3	—	—	56,2	56,5	61,8	—	—	16,5	22,5	52,3	26,0

из водохранилища и не возвратиться в реку. Это в основном потери на испарение с поверхности водохранилища, расход воды на орошение, на фильтрацию в ложе и берега водохранилища (с оттоком подземным путем за пределы бассейна данной реки), на водоснабжение населенных пунктов.

В створе гидротехнических сооружений расход воды поступает в нижний бьеф различными путями:

1) через турбины гидроэлектростанции (при работе турбин, холостом ходе, через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин);

2) через водосливные отверстия плотин и неплотности их затворов;

3) через транспортные сооружения (шлюзы, плотоходы и бревноспуски) и неплотности затворов шлюзов;

4) через специальные водосбросные отверстия (шугосбросы, ледосбросы, промывные устройства, сифонные водосбросы, мусоросбросы, грязеспуски) и неплотности затворов отверстий;

5) через рыбоходы, угреходы;

6) путем фильтрации через тело и в обход плотины;

7) в результате расходования воды на собственные нужды ГЭС: на масло- и водоохлаждение агрегатов, канализацию и прочее техническое водоснабжение ГЭС.

Удельный вес различных составляющих расхода воды, проходящего через створ гидротехнических сооружений, различен.

Как видно из табл. 30, основная масса воды расходуется на выработку энергии, т. е. проходит через турбины, и сбрасывается через водосливные отверстия плотины. Сумма остальных составляющих расхода воды за месяц меньше 2%. Этот процент, может быть, несколько занижен вследствие недоучета некоторых составляющих общего расхода, удельный вес которых, как правило, весьма незначителен (расход воды на собственные нужды ГЭС, на рыбоходы, сброс воды при работе землечерпательных снарядов, через сифонные водосбросы и т. п.).

По данным Мосэнерго за десять лет (1947—1956 гг.), отдельные составляющие расхода в створе Рыбинского гидроузла были равны (в процентах):

1. Расход через агрегаты при выработке	
электроэнергии	98,0
2. Расход через агрегаты при холостом ходе	0,3
3. Расход на шлюзование	0,8
4. Холостые сбросы через водоспуски	0,4
5. Холостые сбросы через грязеспуски	0,1
6. Утечки через неплотности сооружений	— 0,4
7. Фильтрация в обход сооружений	— 0,4

Таким образом, 95—99% всего расхода в створе гидротехнических сооружений проходит через турбины и водосливные отверстия плотин. Соотношение между этими двумя

составляющими расхода зависит от емкости водохранилища по сравнению с годовым расходом реки и максимальной пропускной способности турбин. Если на Рыбинской ГЭС сброс через плотину был лишь один раз за 10 лет ее работы (в 1955 г. при прохождении паводка обеспеченностью 0,6%), то на Усть-Каменигорской ГЭС, Днепротэс им. В. И. Ленина, Кегумской ГЭС и др. холостые сбросы производятся в течение длительного времени и в некоторые паводочные месяцы значительно превышают расход через турбины. Соотношение между расходами воды через турбины и водосливные отверстия плотины непостоянно в разные годы. Например, холостой сброс на Цимлянкой ГЭС в 1955 г. осуществлялся в апреле, мае и июне, причем в апреле он достиг 53% всего расхода в створе ГЭС; в 1957 г. сброса через плотину вообще не было. Следовательно, особое внимание должно быть уделено именно этим двум основным составляющим расхода воды через ГЭС.

2. ВОДОМЕРНЫЕ УСТРОЙСТВА НА ГЭС

Общее описание

Измерения уровня в верхнем и нижнем бьефах ГЭС производятся ГЭС и Гидрометслужбой.

Гидрометслужба ведет наблюдения за уровнем в нескольких пунктах водохранилища для получения данных о колебаниях уровня, расчета аккумуляции или сброски водохранилища при вычислении его водного баланса и в целях составления прогнозов водного режима и учета боковой приточности. Иногда на одном-двух постах на водохранилище наблюдения организует и ведет ГЭС.

Количество водомерных постов и тип их согласовываются организацией, проектирующей строительство гидроэлектростанции, с Гидрометслужбой при составлении технического проекта гидроэлектростанции.

В нижнем бьефе водомерные посты ГМС располагаются согласно требованиям изучения гидрологического режима реки и нужд народного хозяйства. Наблюдения на этих постах производятся Гидрометслужбой согласно «Наставлению гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 2, ч. II, и вып. 6, ч. I.

Результаты наблюдений над уровнем на этих постах не могут использоваться при расчете расхода воды, протекающей через створ гидротехнических сооружений вследствие их удаленности от сооружений.

Непосредственно на самой гидроэлектростанции и головных узлах сооружений оборудуются водомерные устройства необходимые при эксплуатации ГЭС (рис. 103).

В зависимости от типа ГЭС проводятся следующие наблюдения:

- 1) на приплотинных ГЭС — над уровнем воды в верхнем бьефе перед входом в водоводы и в нижнем бьефе на выходе из отсасывающих труб для вычисления напора на ГЭС;
- 2) на деривационных ГЭС:
 - а) на головном узле — над уровнем воды перед плотиной,
 - б) в напорном бассейне — над уровнем воды перед фронтальной стенкой и в бассейне суточного регулирования,

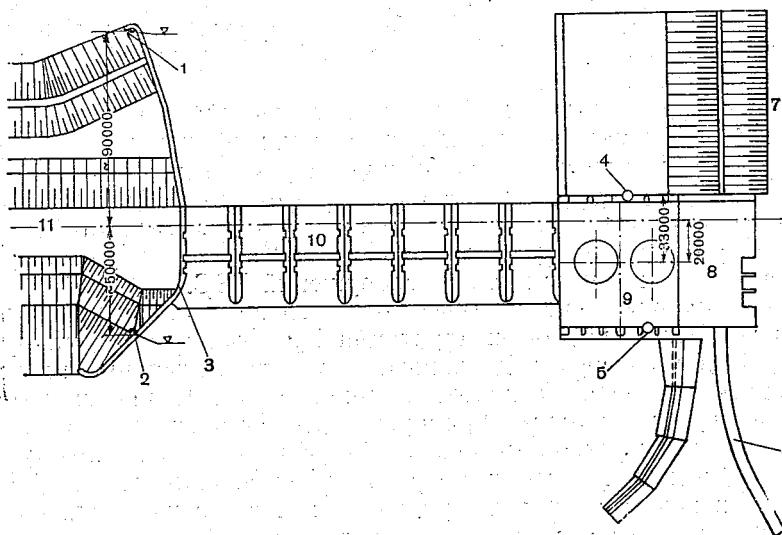


Рис. 103. Схема расположения водомерных постов на действующей ГЭС.

1 — водомерный пост нижнего бьефа, 2 — водомерный пост верхнего бьефа, 3 — сопрягающий устой, 4 — лимниграф нижнего бьефа, 5 — лимниграф верхнего бьефа, 6 — верховая эстакада, 7 — крепление правого берега, 8 — монтажная площадка, 9 — силовое здание, 10 — бетонная плотина, 11 — земляная плотина.

в) в силовом здании деривационной гидроэлектростанции — над уровнем воды на выходе потока из отсасывающей трубы и в отводящем канале.

Сроки наблюдений над уровнями воды на разных ГЭС и на водомерных постах разных назначений — различные. На приплотинных ГЭС наблюдения над уровнем воды в обоих бьефах для вычисления напора производятся на большинстве станций ежечасно, на отдельных ГЭС — через 2, 4 часа и даже только 3 раза в день. На небольших ГЭС мощностью 60—80 мвт при наличии больших водохранилищ, образуемых системой озер, весьма незначительных колебаниях уровня верхнего бьефа, при сбросе небольшого расхода воды непосредственно в озеро наблюдения над колебаниями уровня в бьефах производятся один раз в смену (3 раза в сутки).

На деривационных ГЭС наблюдения над уровнем верхнего и нижнего бьефов для расчета напора производятся также

в разные сроки на различных ГЭС. На деривационных ГЭС Кавказа, где напор не вычисляется, горизонт воды нижнего бьефа наблюдается не систематически, а лишь в случае решения каких-либо специальных задач.

На головном узле сооружений деривационных ГЭС сроки наблюдений над горизонтами воды часто меняются в зависимости от режима уровней: в период половодий и паводков они учащаются (1—2 раза в час), а в период отсутствия сбросов через плотину сокращаются до 1—3 раз в день. Отметки уровня в напорном бассейне фиксируются обычно каждый час или каждые 2 часа.

Кроме указанных основных и постоянных наблюдений за уровнем, на каждой гидроэлектростанции производятся разовые, несистематические наблюдения за уровнями воды в верхнем и нижнем бьефах по рейкам для проверки правильности показаний уровнемеров как в месте их установки, так и при передаче данных на пульт управления ГЭС, и для изучения режима уровня в разных частях сооружений ГЭС.

Обязательные систематические наблюдения за уровнями воды, необходимые для эксплуатации ГЭС (для расчета напора, расхода воды через водосливные отверстия плотины, иногда для расчета сработки водохранилища и т. д.), производятся с помощью специальных приборов — уровнемеров, снабженных передаточными устройствами, действующими на различные расстояния, и вторичными приборами, указывающими и записывающими величину отметки уровня в месте его измерения.

Разовые, несистематические наблюдения над уровнем производятся обычно по металлическим или деревянным водомерным рейкам, отметки нулей которых известны и систематически проверяются.

Специальные водомерные устройства

В специальных водомерных устройствах (уровнемерах) колебания уровня передаются на первичные приборы гидравлическим или механическим путем.

В первом случае в месте измерения уровня воды в бетоне сооружения, ниже наинизшего уровня воды, закладываются пьезометрические трубки, давление по которым передается на дифманометры и по линиям связи на вторичные приборы.

Первичные приборы, приводимые в действие давлением воды в соединительных трубках, следующие:

а) ртутные дифманометры типа ДП с уравнительным сосудом завода «Тизприбор», находящиеся на расстоянии не более 50 м от места замера;

б) приборы завода «Тизприбор» типа ДПЭС+Э с уравнительным сосудом, применяемые при длине соединительной

трассы между первичным и приемным приборами не свыше 1,4 км;

в) мембранные дифманометры типа МДМ с уравнительным сосудом завода «Манометр», которые ставятся на расстоянии не свыше 50 м от точки замера;

г) приборы индукционно-усилительной дифференциально-трансформаторной передачи типа ДМ+ВЭП с уравнительным сосудом завода «Манометр», употребляемые при расстоянии от

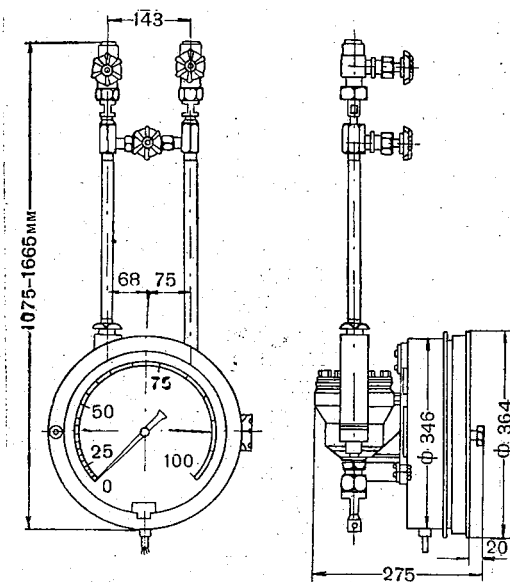


Рис. 104. Механический дифманометр ДП завода «Тизприбор».

мембранного дифманометра, оборудованного индукционным датчиком, до вторичного прибора не свыше 4 км.

Ртутный дифманометр типа ДП. Поплавковые дифференциальные манометры (ДП) измеряют разность давлений, подаваемых одновременно в два сосуда манометра разных диаметров, соединенных между собой трубкой (рис. 104). В оба сосуда налита ртуть, которая при одинаковом давлении имеет в обоих сосудах одинаковый уровень. При наличии разности давлений уровень ртути в том сосуде, где плавают стальной поплавки, понизится, а в другом — повысится. Разность давлений уравновесится весом столба ртути, созданного разностью уровней в обоих сосудах. Перемещение поплавка в положительном сосуде дифманометра является мерой изменения величины перепада давления. Это перемещение поплавка может передаваться на стрелку прибора.

Завод «Тизприбор» выпускает несколько разновидностей прибора: указывающие измерительные приборы, самопишущие приборы, записывающие и суммирующие.

Приборы завода «Тизприбор» типа ДПЭС+Э. Электропередающие приборы состоят из первичных и вторичных приборов. Первичные приборы — поплавковые дифманометры жидкостного типа (ДПЭС). Поплавок, плавающий в ртути в плюсовой камере, двигаясь вверх и вниз, заставляет перемещаться

в антимагнитной трубке сердечник из мягкого железа. На разделительную трубку надета двойная индукционная катушка. Такая же точно катушка помещается и во вторичном приборе. Обе катушки соединены между собой тремя проводами по схеме самоуравновешивающего индукционного моста переменного тока. Перемещение сердечника в первичном приборе вызывает аналогичное перемещение сердечника в катушке вторичного прибора вследствие изменения соотношений втягивающих усилий обеих половин катушки.

Прибор типа ДПЭС (рис. 105) является бесшкальным манометром поплавкового типа с ртутным заполнением и электрическим индукционным преобразователем для передачи показаний при помощи индукционно-телеметрической системы.

Приборы комплектуются с одним из вторичных электрических измерительных приборов: показывающих (Э-280), показывающих и суммирующих (Э-281), показывающих и сигнализирующих (Э-278), записывающих и суммирующих (Э-612).

Мембранный дифманометр типа МДМ. Мембранный манометр имеет

водяное заполнение. В дифманометре МДМ (рис. 106) имеются две крышки, между которыми расположены две гофрированные мембраны. Приборы эти измеряют разность давлений, подаваемых одновременно в верхнее и нижнее мембранные пространства манометра. Между мембранами установлена упорная подушка, зажатая верхней и нижней крышками дифманометра. В подушке имеется ряд сквозных отверстий, соединяющих верхнее пространство между мембраной и подушкой с нижним. Мембранное пространство заполняется под давлением дистиллированной во-

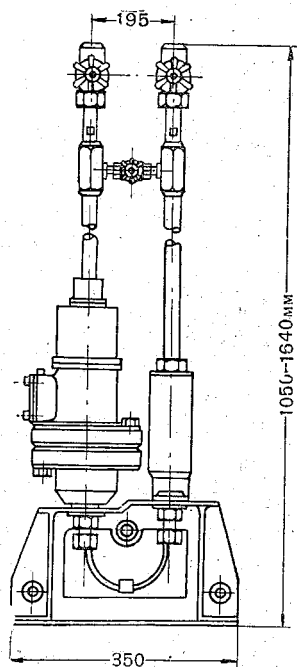


Рис. 105. Электропередающий дифманометр ДПЭС завода «Тизприбор».

дой. Для этой цели в упорной подушке имеется специальное боковое отверстие. Повышенное давление подается в пространство между нижней мембраной и нижней крышкой, пониженное — между верхней мембраной и верхней крышкой. При наличии разности давлений между верхней и нижней камерами нижняя мембрана перемещается к упорной подушке, вытесняя кверху жидкость, заключенную между мембранами; верхняя мембрана перемещается вверх. Перемещение мембраны посредством особого механизма передается на стрелку прибора.

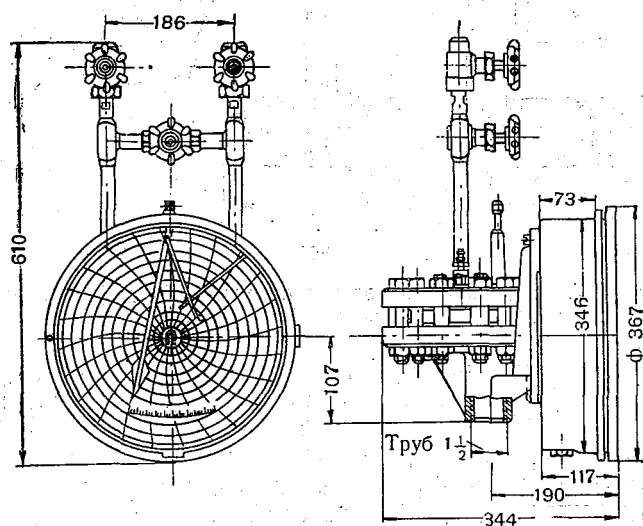


Рис. 106. Мембранный механический дифманометр МДМ-1 завода «Манометр».

Угол поворота стрелки пропорционален изменению или разности давления, подводимого к прибору.

Первичный электропередающий дифманометр (ДМ) (рис. 107). Дифманометрическая часть прибора подобна вышеописанной у прибора МДМ. В приборе ДМ на верхней мембране укреплена бронзовая проволока, к верхнему концу которой прикреплен шток с плунжером. Плунжер охватывается разделительной трубкой, на которую надевается индукционная катушка. Совершенно аналогичная катушка имеется и во вторичном электрическом приборе. Катушка дифманометра и приемного прибора включена в индукционную дифференциально-трансформаторную схему.

Первичный прибор ДМ работает в комплекте с вторичными электрическими приборами типа ВЭП. Прибор является показывающим. Отсчет производится по стрелке, передвигающейся

вдоль делений, нанесенных на концентрическую шкалу, имеющую угол охвата 270°.

Колебания уровня могут передаваться на первичные приборы механическим путем. В этом случае первичные приборы

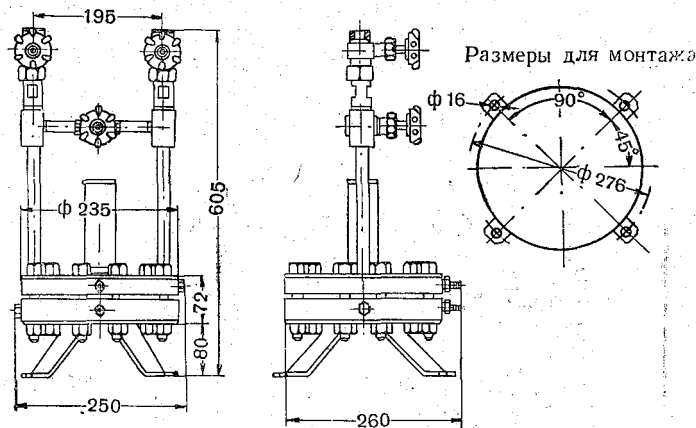


Рис. 107. Мембранный электропередающий дифманометр ДМ-1 завода «Манометр».

приводятся в движение при помощи поплавка, следящего за колебаниями уровня воды. Поплавок при этом помещается или в металлической трубке, или в специальном колодце, или в будке, вода к которым подводится по трубам.

Передачами уровней воды в бьефах, когда первичные приборы приводятся в действие при помощи поплавка, служат:

а) приборы завода «Электропульт» типа ДСУ+УСП-1, применяемые при длине электрической соединительной трассы от места замера до приемного пункта не более 3 км (иногда до 10 км);

б) телеизмерительный комплект приборов индукционно-выпрямительной системы завода «Электропульт» типа ДСУ-1+

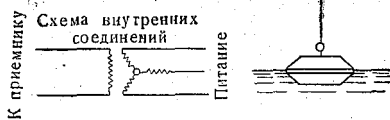


Рис. 108. Принципиальная схема прибора ДСУ-1.

1 — поплавковый барабан; 2 — автотрансформатор ДИ-511; 3 — цифровой указатель; 4 — барабан для противовеса.

+ВСПИ-1+ТМ-А; применяется при дальности передачи от 2 до 20 км (как исключение — до 24 км);

в) телеизмерительное устройство частотной системы ОРГ-

РЭС — «Электропульт» ДСУ-1+ВСПЕ-1+ПДЧ-1. Передача уровней воды возможна на любое расстояние при использовании в качестве линии связи существующей высоковольтной линии передачи.

Приборы завода «Электропульт» типа ДСУ-1+УСП-1. Первичный прибор типа ДСУ-1 (рис. 108) представляет собой сельсин, приводимый в движение мерительным барабаном (один оборот которого соответствует изменению уровня воды на определенную величину). Угловое перемещение мерительного барабана через редуктор превращается в угловое переме-

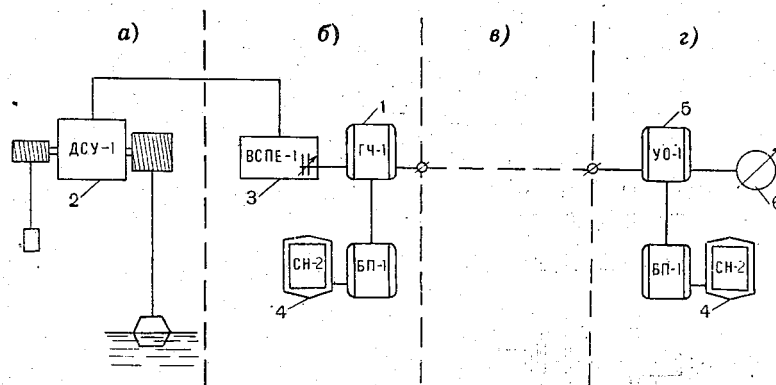


Рис. 109. Схема дальнего измерения уровня воды в бьефах (завода «Электропульт»).

а — водоприемник, б — пульт управления ГЭС, в — канал связи (высоковольтная линия передачи), г — приемный диспетчерский пункт. 1 — генератор частоты; 2 — первичный измерительный прибор; 3 — вторичный автосинный датчик ВСПЕ-1; 4 — питающее устройство; 5 — усилитель-ограничитель; 6 — приемный прибор-частотомер.

щение ротора сельсина датчика. Первичный прибор снабжен передачей к цифровому указателю местного отсчета роликowego типа. При вращении ротора счетчика посредством конической и зубчатой передачи на валу проворачивается барабан счетного механизма и в окне рамки показателя устанавливается цифра уровня. Передача измеряемой величины может производиться по проводам на значительное расстояние и при наличии вторичных преобразователей.

Приемные электроизмерительные приборы (типа УСП-1) работают в режиме синхронной связи непосредственно с первичными сельсинами приборов ДСУ-1 (рис. 109). Прибор является указывающим устройством с цифровым механизмом и вертикальной лентой с индексом и сигнальным контактом определенного уровня.

Для передачи уровня на расстояние применяется вторичный преобразователь типа ВСПИ-1.

Прибор типа ВСПИ-1. Прибор типа ВСПИ-1 (рис. 110) представляет собой вторичный сельсин с индукционно-выпрямительным преобразователем, преобразующим угловое перемещение сельсина в пропорциональные значения постоянного тока.

В режиме синхронной связи с вторичными преобразователями работают приборы ТМ-А.

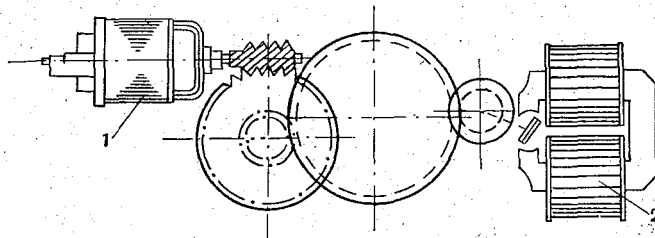


Рис. 110. Кинематическая схема вторичного автосинного преобразователя типа ВСПИ-1 завода «Электропульт».

1 — автосин СС-404; 2 — индукционный преобразователь.

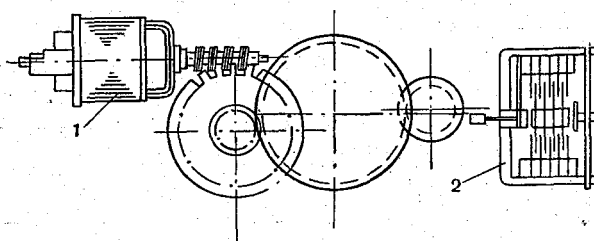


Рис. 111. Кинематическая схема вторичного автосинного преобразователя типа ВСПЕ-1 завода «Электропульт».

1 — автосин; 2 — конденсаторный преобразователь.

Прибор ТМ-А. Приемный стрелочный магнито-электрический миллиамперметр типа ТМ-А. Шкала прибора градуируется на месте в единицах телеизмерительной величины.

Прибор ВСПЕ-1. В случае телеизмерения уровня воды на неограниченном расстоянии применяется высоковольтная система передачи.

Прибор типа ВСПЕ-1 (рис. 111) является вторичным сельсином с частотным преобразователем, преобразующим угловое перемещение сельсина через прямоемкостный конденсатор в пропорциональные значения частоты переменного тока. Прибор комплектуется с ламповым генератором и питающим устройством к нему, состоящим из блока питания и стабилизатора напряжения.

Прибор ПДЧ-1. Приемный прибор типа ПДЧ-1 представляет собой амплитудно-фазный стрелочный детекторный частотомер со шкалой, градуированной в единицах телеизмеряемой величины.

Вторичными преобразователями для прибора ПДЧ-1 служат преобразователи типа ВСПЕ-1. Приемный прибор типа ПДЧ-1 комплектуется с усилителем-ограничителем и питающим устройством к нему, состоящим из блока питания и стабилизатора напряжения.

Отметки уровня воды передаются в несколько пунктов: на главный щит управления ГЭС, на квартиру дежурного, на местный пост управления отдельных сооружений ГЭС, на центральный диспетчерский пункт энергосистемы, иногда в кабинет главного инженера ГЭС. Внешний вид наиболее часто встречающегося на щитах управления ГЭС прибора, показывающего отметки уровней воды, представлен на рис. 112. Точность отсчетов отметок уровня воды обычно 1 см.

Места установки показывающих приборов на ГЭС

Иногда отметки уровня воды не только передаются на расстояние, но показываются или записываются в месте измерения уровня.

На многих электростанциях имеется установка, непрерывно передающая на пункт управления гидростанции или на диспетчерский пункт отметки уровня воды верхнего бьефа, уровня воды нижнего бьефа и величины геометрического напора.

Краткая характеристика приборов

ВНИИГ им. Веденеева считает гидравлический способ измерения уровня более надежным. Поплавковые шахты в определенных климатических условиях замерзают и нарушают работу приборов, что не может случиться с пьезометрическими трубками, надлежащим образом заложеными в бетоне. Кроме того, при значительных колебаниях уровня воды в бьефе требуется большая длина тросов в поплавковых устройствах, что ведет к усложнению конструкции и понижению точности передающего комплекта приборов. При неудачном выборе места для поплавковой шахты уровень воды в шахте, а вместе с ним и поплавков будут колебаться, что снизит точность отсчета на приборе.

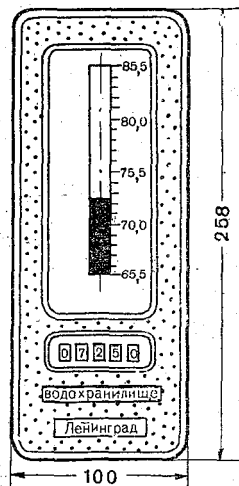


Рис. 112. Указатель отметок уровня на щите пульта управления ГЭС.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ВОДЫ ЧЕРЕЗ ТУРБИННЫЕ ТРАКТЫ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЭС

Общепринятого способа определения расходов воды через турбинные тракты ГЭС в настоящее время нет. Существующие способы необходимо рассматривать отдельно для приплотинных и деривационных ГЭС. Это обуславливается различием в схемах их сооружений, в соотношениях между величиной напора и расходов воды через гидростанцию, в производстве тарировок турбин, в возможностях определения действующего напора, в быстроте износа рабочих колес турбин.

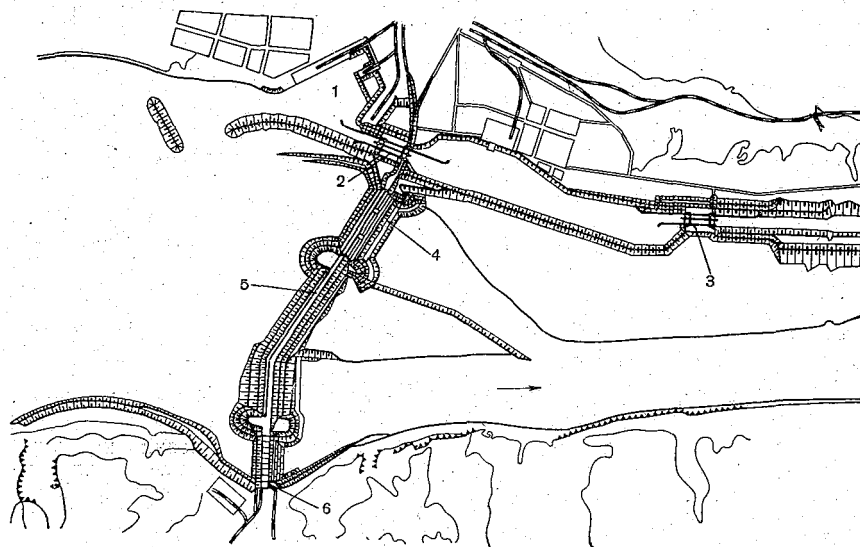


Рис. 113. Схема сооружений приплотинной ГЭС.

1 — аванпорт, 2 — верхний шлюз, 3 — нижний шлюз, 4 — водосливная плотина, 5 — земляная плотина, 6 — гидростанция.

В случае приплотинных гидроэлектростанций турбины и плотина расположены в одном створе (рис. 113). При относительно небольших напорах (до 30—50 м) через турбины проходят большие расходы воды. Вода прямо из водохранилища через подводящие устройства попадает в турбинные тракты иногда по двум-трем водоводам, имеющим большое живое сечение (см. гл. I). Натурные тарировки турбин крупных приплотинных ГЭС весьма затруднительны и производятся редко, лишь для отдельных турбин (подробнее о тарировках турбин см. гл. I).

Измерение напора и потерь напора в случае приплотинных ГЭС при наличии самописцев уровня в бьефах и перепадах не представляет затруднений. Из опыта проверок кпд тур-

бин некоторых гидроэлектростанций на равнинных реках известно, что изменение кпд турбин по времени весьма незначительно.

Постоянство зависимости кпд от мощности и возможность измерения полезного напора позволяют применять для учета стока через турбины приплотинных ГЭС эксплуатационные характеристики турбин. Производство самих расчетов по эксплуатационной характеристике на разных гидроэлектростанциях различно.

Определение расхода воды через турбины с помощью эксплуатационных характеристик

Эксплуатационные характеристики турбин и применяющиеся для расчета расхода воды через турбины кривые зави-

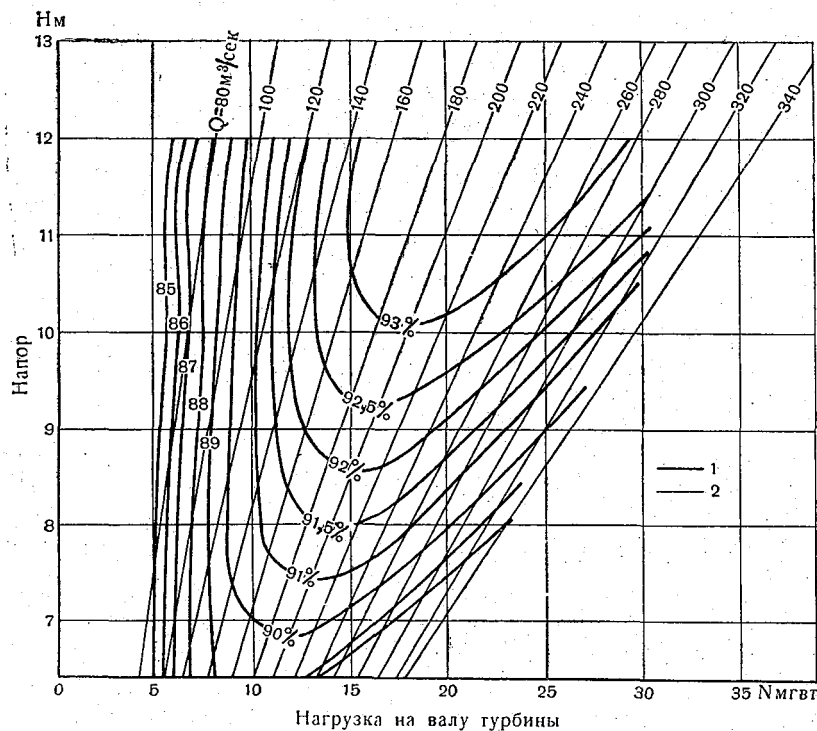


Рис. 114. Характеристика пропускной способности турбин.

1 — кривые равных кпд $\eta = f(N, H)$, 2 — кривые равных расходов $Q = f(N, H)$.

симости между расходом воды, напором и мощностью, построенные на основании эксплуатационных характеристик, имеют для разных гидроэлектростанций различный вид. На рис. 114, 115, 117—120 изображено несколько эксплуатационных характеристик агрегатов.

На эксплуатационных характеристиках, имеющихся на ГЭС, мощности могут учитываться на валу турбины; тогда при построении характеристик учитывается только кпд турбины (рис. 114, 120).

Если в эксплуатационную характеристику введены и кпд генераторов (рис. 115), то мощности отнесены уже к зажимам

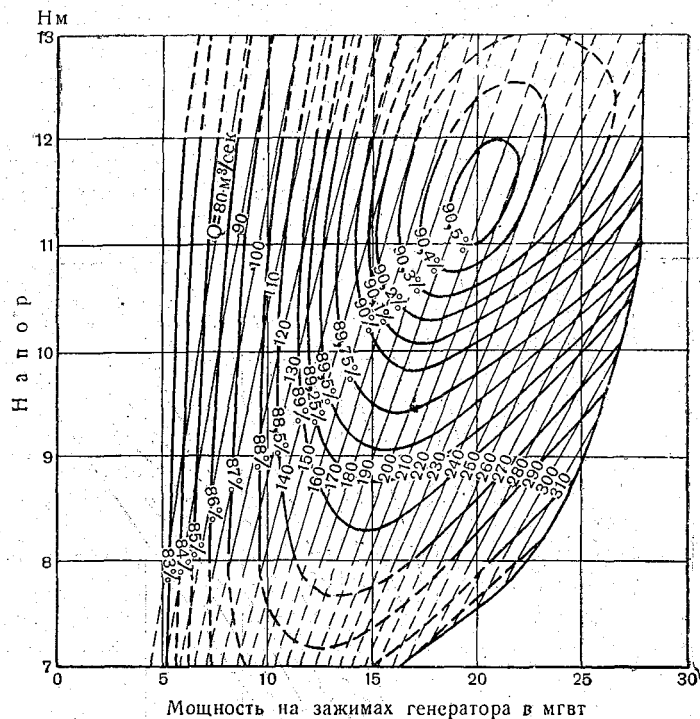


Рис. 115. Характеристика пропускной способности агрегата. В основу данной характеристики взята универсальная характеристика турбины Каплана. Для пересчета принят кпд генератора $\eta=96,9\%$ — средний для нагрузок 24,20 и 15 мвт при $\cos \varphi = 0,9$ по данным гарантийных испытаний 1935 г.

генераторов и она является характеристикой всего агрегата в том случае, если турбина и генератор находятся на одном валу и нет необходимости вводить в расчет кпд передачи. В настоящее время на крупных гидроэлектростанциях турбина и генератор всегда помещаются на одном валу и кпд передачи в расчет вводить не приходится.

При пересчете эксплуатационной характеристики турбины в эксплуатационную характеристику агрегата кпд генератора

принимается постоянным, так как в зависимости от мощности он изменяется в незначительных пределах (см. гл. I, рис. 32).

На эксплуатационной характеристике должна быть нанесена кривая предельной мощности, ограничивающая допустимые значения мощности, превышение которых не разрешается с точки зрения условий кавитации.

При расчете расхода воды через турбины по эксплуатационной характеристике используются данные о напоре и мощности за определенный момент или период времени, по которым снимаются значения КПД с эксплуатационной характеристики. Затем по формуле

$$Q = \frac{N}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}}$$

подсчитывается расход воды.

Проверка эксплуатационной характеристики должна производиться в нескольких точках при прямо-сдаточных испы-

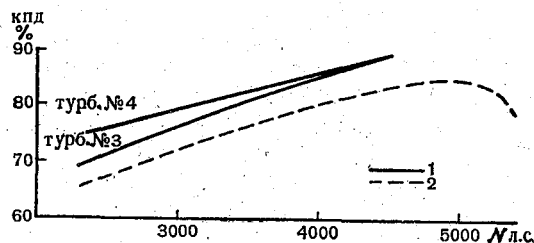


Рис. 116. Кривые КПД турбины.

1 — по испытаниям приемочной комиссии, 2 — по универсальной характеристике модели.

таниях турбины. Как правило, КПД турбин, полученные при натуральных испытаниях, несколько отличаются от КПД, нанесенных на эксплуатационной характеристике (обычно в большую сторону, рис. 116). Однако такая проверка эксплуатационной характеристики производится лишь в отдельных случаях. Обычно по полученной с завода эксплуатационной характеристике турбины и производится расчет расхода воды через турбину.

Проверка эксплуатационной характеристики, т. е. тарировка турбины, совершенно обязательна в тех случаях, когда нарушено подобие натурной турбины ее модели. Например, на Горьковской ГЭС установлены два агрегата, всасывающие трубы которых удлинены по сравнению с испытанной моделью. Поэтому дирекция ГЭС запланировала в первую очередь тарировку именно одной из этих турбин для уточнения ее эксплуатационной характеристики. В районных энергоуправлениях и дирекциях ГЭС на основе эксплуатацион-

ной характеристики с целью упрощения подсчетов расходов воды через турбины часто строится расходная характеристика или, как ее еще называют, характеристика пропускной способности турбины (или агрегата). Иногда на самой эксплуатационной характеристике наносятся линии равных расходов воды или линии удельных расходов.

Расходная характеристика

Расходная характеристика (характеристика пропускной способности) представляет собой пучок кривых $Q=f(N)$, каждая из которых соответствует одному напору (рис. 117).

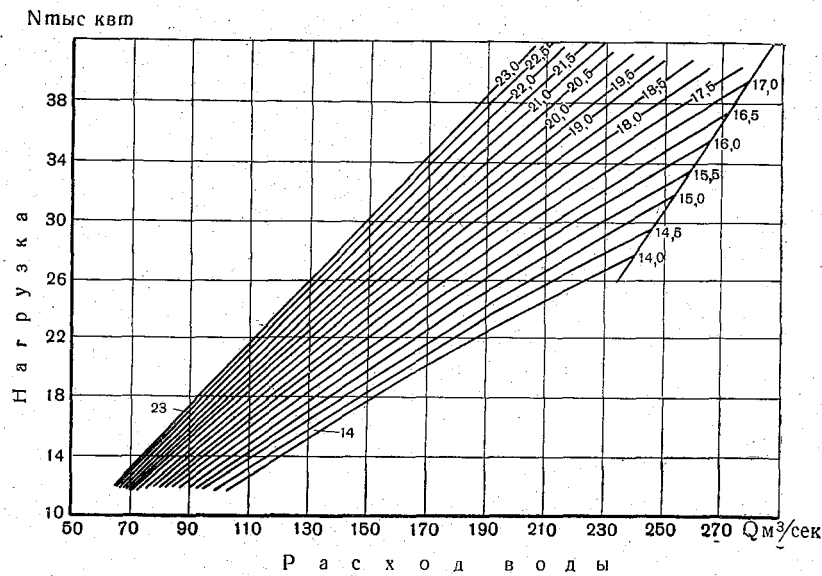


Рис. 117. Характеристика пропускной способности агрегата.

Для построения кривых $Q = f(N)$ расчет ведется по формуле

$$Q = \frac{N}{9,81 H_{\text{нетто}} \cdot \eta_a}$$

где η_a снимается по эксплуатационной характеристике, а значениями мощности N задаются, исходя из возможных N данного агрегата (см. пример в гл. I). Расходные характеристики широко распространены на ГЭС, но при малых масштабах построения не могут дать большую точность подсчета. Подобные маломасштабные характеристики применяются, однако,

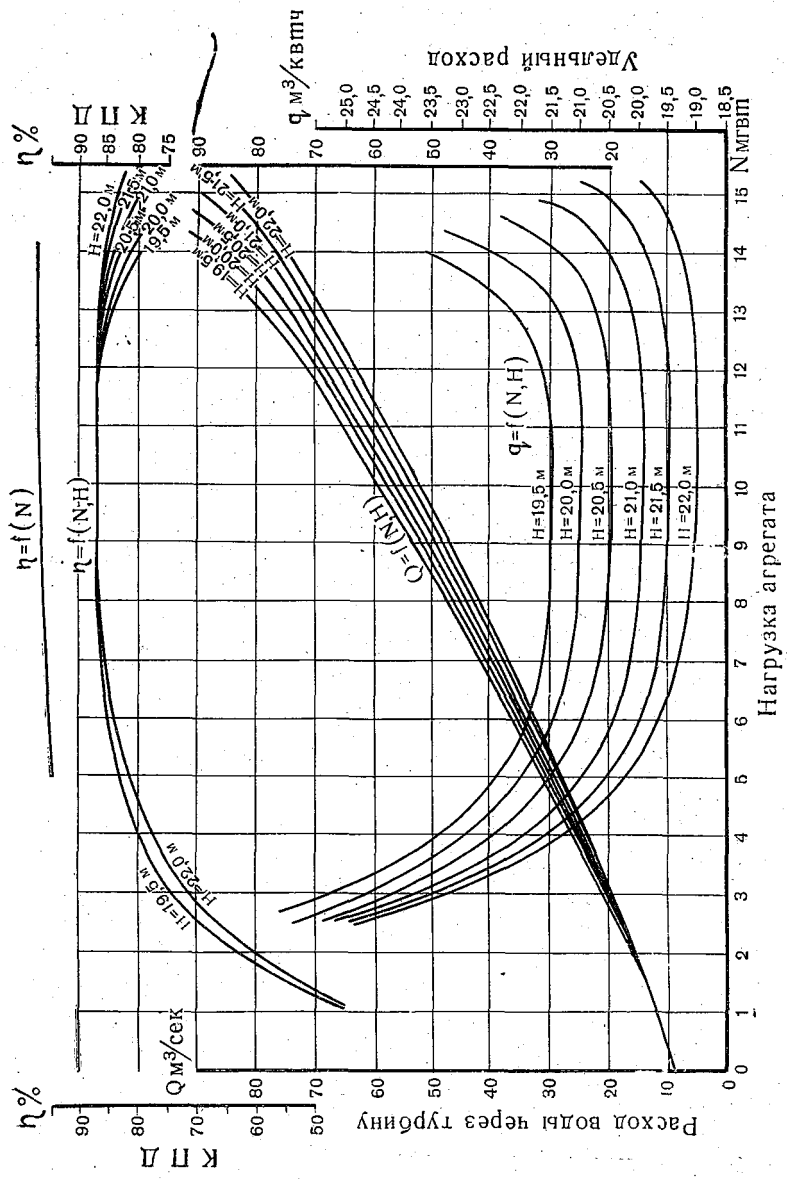


Рис. 118. Характеристика пропускной способности агрегата.

на ряде ГЭС, например на гидроэлектростанциях Кольского полуострова (рис. 118). При построении расходной характеристики в крупном масштабе (рис. 117) определение расходов воды через турбины по этим характеристикам просто, не требует арифметических подсчетов и ускоряет процесс расчета.

Это обстоятельство особенно важно при расчете расхода по каждому агрегату отдельно и при ежечасных определениях

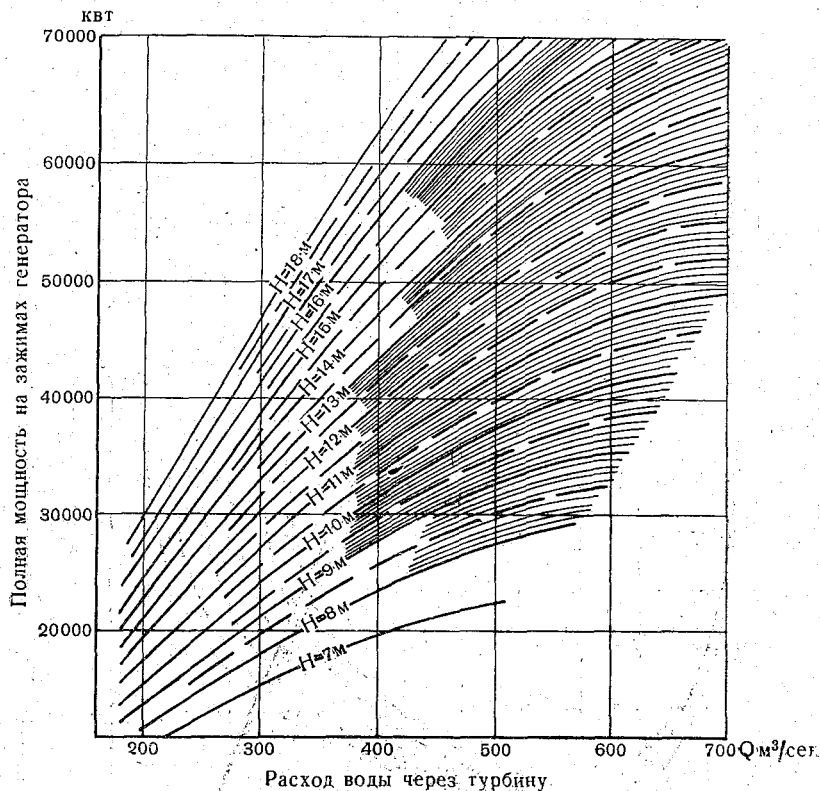


Рис. 119. Характеристика пропускной способности агрегата. Кривые зависимости расходов воды через турбину одного агрегата от мощности и напоров брутто (H_p) (при числе оборотов $n=62,5$ об/мин., частота 50).

расхода. Для избежания ошибок при интерполяции нижнюю часть графика, т. е. область наименьших расходов и мощностей, нужно вычертить в более крупном масштабе (аналогично построению нижней части кривой расходов воды), а в области больших расходов и мощностей следует проводить кривые для промежуточных значений напоров, как это сделано, например, на Рыбинской ГЭС (рис. 119).

Кривые равных расходов воды

На многих гидроэлектростанциях расчет расхода воды через турбины ведется по кривым равных расходов, нанесенных обычно на эксплуатационные характеристики (рис. 114, 115).

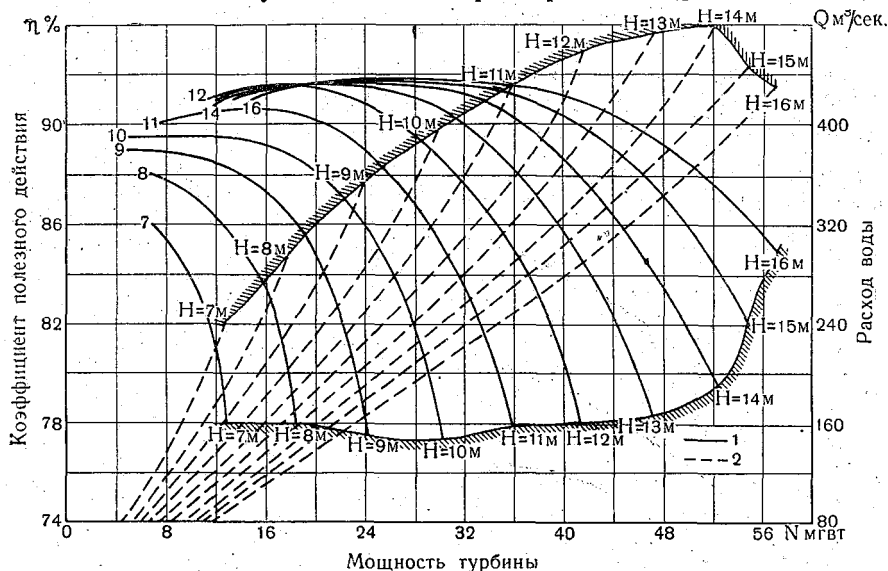


Рис. 120. Характеристика пропускной способности турбины.
1 — кривые кпд, 2 — кривые удельных расходов.

Построение кривых равных расходов производится следующим образом:

- 1) по формуле

$$Q = \frac{N}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_a}$$

производится расчет расхода воды для ряда значений N и H в пределах полной амплитуды N и H через равные интервалы (η_a или η_T снимается по эксплуатационным характеристикам);

2) на график в координатах мощностей (по абсциссе) и напоров (по ординате) наносятся точки Q ; к каждой точке приписывается величина расхода воды при данном H и N ;

3) по полученному полю точек путем интерполяции значений Q между соседними точками проводятся линии равных расходов воды.

Для некоторых турбин линии равных расходов воды почти прямые и расстояние между ними на графике при равных интервалах остается постоянным на всем поле графика. Иногда же, как, например, для турбин Волховской ГЭС, кривые равных расходов воды в области больших расходов (максимального кпд) настолько сближаются, что интервалы, принятые

для расходов на всем поле графика, приходится для этой области сильно расширять. При снятии с кривых величин расходов воды по H и N в этой области может быть допущена большая погрешность.

Кривые удельных расходов воды

На Днепровской ГЭС им. В. И. Ленина расчет расхода воды через турбины производится по кривым удельных расходов (рис. 121). По среднему напору и средней нагрузке за сутки

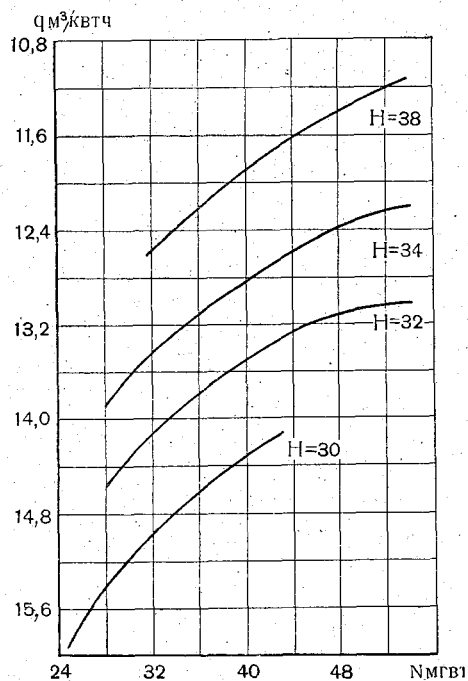


Рис. 121. Кривые удельных расходов воды через один агрегат.

снимают с графика удельный расход q м³/квт-ч, который умножают на выработку энергии и получают полный объем израсходованной воды на работу ГЭС

по таблицам, составленным по эксплуатационным характеристикам. Составление таблиц требует большой затраты времени и труда, но раз составленные, они значительно облегчают подсчет расходов воды и исключают систематические или случайные ошибки при снятии кривых с эксплуатационной характеристики, расхода воды с кривых пропускной способности или кривых равных расходов воды, а также арифметические ошибки при расчете по формуле

$$q \text{ м}^3/\text{сек.} \cdot N \text{ квт-ч} = W \text{ м}^3.$$

Для получения среднего суточного расхода через турбины объем воды за сутки делится на число секунд в сутках:

$$Q \text{ м}^3/\text{сек.} = \frac{W \text{ м}^3}{86400}.$$

По кривым удельных расходов воды подсчитывается средний суточный расход через турбины и на некоторых других гидростанциях.

Таблица для подсчета расходов воды через турбины

Наиболее точным способом подсчета является подсчет расхода через турбины

$$Q = \frac{N}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_a}.$$

Ниже приводится примерная форма таблицы (табл. 31).

Таблица 31

Таблица для расчета расходов воды через турбины по данным о напоре и мощности

H		от H_1 до H_2									
		0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
N	N_1										
	N_2										
	N_3										
	N_4										
	N_5										

H		от H_2 до H_3									
		0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
N	N_1										
	N_2										
	N_3										
	N_4										
	N_5										

Точность, с которой даются значения мощности и напора в графах таблиц, может быть для разных станций различной и зависит от мощности агрегатов и напора на данной станции.

В настоящее время такие таблицы не имеют широкого распространения, но на некоторых гидроэлектростанциях именно по ним производится расчет среднесуточных расходов воды (Горьковская ГЭС, Ондская ГЭС, Маткожненская ГЭС).

Исходные данные для расчета расходов воды через турбины по эксплуатационным характеристикам

При расчете расходов воды через турбины по эксплуатационным характеристикам или их производным (расходным характеристикам, кривым равных расходов воды или таблицам) исходными данными является мощность агрегата и действующий напор. По условиям эксплуатации гидроэлектростанции данные об отметках уровней воды верхнего и нижнего бьефов и о мощности агрегатов систематически записываются в «суточной ведомости» («суточном отчете», «суточных сведениях»), заполняющейся за каждые сутки на пульте управления ГЭС. С пульта управления ГЭС «суточная ведомость»

График работы генераторов в

Генератор	Ч												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Г-1													
Г-2					4 35					9 58			
Г-3													
Г-4													

Таблица 33

Форма для записи выработки в суточной ведомости (отчете) ГЭС

Время записи	Показания счетчиков генераторов ГЭС							
	Генератор 1		Генератор 2		Генератор 3		Генератор 4	
	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.
0 ч.								
8 ч.								
16 ч.								
24 ч.								
Коэфф. счетч.								
Выработка за сутки								

суточной ведомости (отчете) ГЭС

Таблица 32

сы												Продолжительность работы	
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	генерат.	синхр. комп.	
											24 ч. 00 м.	— ч. — м.	
				18 15							11 ч. 08 м.	8 ч. 17 м.	
											— ч. — м.	— ч. — м.	
											— ч. — м.	— ч. — м.	
Итого по всем генераторам												35 ч. 08 м.	8 ч. 17 м.

Форма для записи продолжительности работы агрегатов в суточной ведомости ГЭС

Таблица 34

Смены Генератор	Машино-часы			
	0—8	8—16	16—24	за сутки
1				
2				
3				
4				

Сопоставление значений выработки по счетчику генератора и суммарной мощности по ежечасным данным ваттметра за сутки

№ пп.	<i>N</i> мгвт-ч по счетчику генератора	<i>N</i> мгвт по ваттметру	ΔN	ΔN %	<i>n</i> число часов работы агре- гата
1	881	908	+27	+3,1	24 00
2	583	579	-4	-0,7	24 00
3	780	773	-7	-0,9	24 00
4	753	757	+4	0,5	24 00
5	629	598	-31	-5,0	17 48
6	806	801	-5	-0,6	24 00
7	780	775	-5	-0,6	24 00
8	722	722	0	0	24 00
9	433	423	-10	-2,3	16 53
10	941	924	-17	-1,8	24 00
11	758	729	-29	-3,7	24 00
12	764	755	-9	-1,2	24 00
13	717	725	+8	+1,1	24 00
14	807	798	-8	-1,0	24 00
15	809	805	-4	-0,5	24 00
16	724	724	0	0	24 00
17	725	708	-1,7	-2,4	24 00
18	736	715	-21	-2,9	24 00
19	564	549	-15	-2,7	17 45
20	577	548	-29	-5,0	17 35

передается в технический или эксплуатационный отдел ГЭС, т. е. в тот отдел, который занимается подсчетами расходов воды через ГЭС, где она и хранится до передачи в архив ГЭС.

Мощность. Мощность, вводимая в формулу для подсчета расхода воды через турбины, является средней за какой-то промежуток времени: час, смену, сутки. В суточной ведомости, заполняемой дежурным инженером на пульте управления ГЭС, в графе «мощность генератора активная» записываются показания ваттметров или счетчиков каждого генератора на определенные моменты времени: на начало каждого часа, начало каждой смены или начало и конец каждых суток (табл. 32, 33, 34). Разность показаний счетчика генератора за определенный промежуток времени, умноженная на постоянную (коэффициент) счетчика, дает величину выработки энергии данным агрегатом в квт-часах. В этой же суточной ведомости записывается и изображается графически продолжительность работы каждого агрегата за данные сутки (табл. 32). В результате деления выработки агрегата на число машино-часов его работы получается средняя мощность агрегата. Промежуток вре-

мени, за который записывается разность показаний счетчиков генераторов, на разных станциях может быть различным: обычно это 8 часов (одна рабочая смена), иногда сутки; на отдельных ГЭС эти записи ведутся каждый час. В тех случаях, когда за каждый час разность показаний счетчиков генераторов не записывается, один раз в течение каждого часа (обычно в начале часа) или один раз в полчаса записываются показания ваттметра. При подсчете расхода воды показания ваттметра используются только для расчета среднего взвешенного (по мощности) напора (см. ниже). Ошибки при расчетах средней мощности за сутки по ежечасным данным ваттметра, а не по разности показаний счетчика генератора могут иметь совершенно случайную величину и изменяются в пределах $\pm 5\%$ с преобладанием отрицательных значений (табл. 35).

Напор. При определении расхода воды по эксплуатационной характеристике в расчет вводится величина действующего напора (напора нетто). Действующим (рабочим) напором реактивных турбин считается разность отметок уровней верхнего и нижнего бьефов гидростанции за вычетом потерь в водоводе от уровня верхнего бьефа до входа в спиральную камеру с учетом разности скоростных напоров во входном сечении водоводов и в выходном сечении за всасывающей трубой.

Формула определения напора в общем виде такова:

$$H = (H_{в.б} - H_{н.б}) + \frac{v_{вх}^2 - v_{вых}^2}{2g} - \Sigma \Delta h,$$

где $H_{в.б}$ — отметка уровня верхнего бьефа, $H_{н.б}$ — отметка уровня нижнего бьефа, $v_{вх}$ — средняя скорость во входном сечении (где должен измеряться уровень верхнего бьефа), $v_{вых}$ — средняя скорость по выходе из всасывающей трубы турбины, $\Sigma \Delta h$ — гидравлические потери в водоводе от уровня верхнего бьефа до входа в турбинную камеру.

Геометрический напор (напор брутто), являющийся разностью отметок уровней верхнего и нижнего бьефов, на некоторых ГЭС принимается за напор нетто, и потери напора не учитываются.

При определении геометрического напора иногда допускаются ошибки, являющиеся результатом удаленности пунктов измерения уровня от фронта турбин и недоучета перекоса уровня в верхнем и особенно нижнем бьефах. На действующих гидроэлектростанциях единообразия в местоположении пунктов определения отметок уровня верхнего и нижнего бьефов нет. В верхнем бьефе уровнемер обычно устанавливается в щитовом отделении перед решетками (рис. 122) или в 20—100 м выше фронтальной стенки в аванкамере (например, Цимлянская ГЭС). В нижнем бьефе самописцы уровня устанавливаются на 10—150 м ниже выхода воды из отсасывающих труб. По наблюдениям сотрудников Сев.-Зап. УГМС 29/V 1956 г.

разница уровней в верхней (по течению) и нижней частях аванкамеры Волховской ГЭС достигала 12 см. В нижнем бьефе аналогичных наблюдений не было, но можно предположить, что при значительном уклоне русла и при удалении пункта наблюдений за уровнем на большое расстояние от всасывающей трубы возможно занижение отметки уровня нижнего бьефа. В результате значительного удаления водомерных постов, регистрирующих уровень для вычисления напора, от

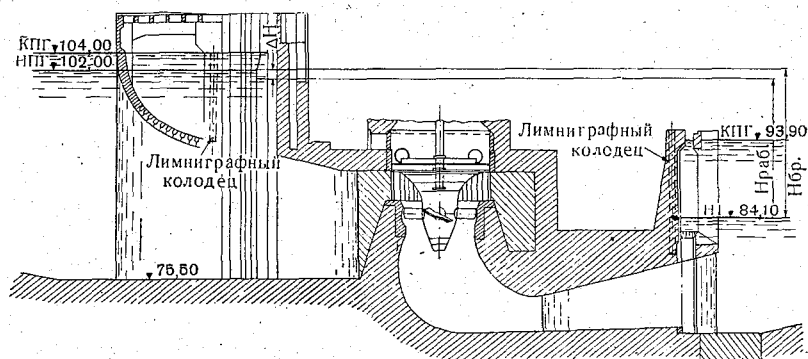


Рис. 122. Расположение лимниграфных колодцев и схема определения напора.

входа и выхода воды из турбин возможно преувеличение геометрического напора, а следовательно, уменьшение расхода воды.

Определение отметок уровня на ГЭС производится обычно в одном пункте верхнего бьефа и в одном пункте нижнего. Наблюдения на некоторых ГЭС показали, что существует поперечный перекося уровня как в нижнем бьефе, так и менее значительный в верхнем бьефе ГЭС.

Например, 29/XI 1956 г. разность уровней в верхнем бьефе Рыбинской ГЭС у 2-ой и 6-ой турбин была 4 см, а в нижнем бьефе 34 см. В нижнем бьефе РионГЭС 19/IX 1957 г. перекося уровня между 2-ой и 4-ой турбинами достигал 7 см. Этот перекося уровня изменяется в зависимости от числа, порядковых номеров работающих турбин и их нагрузки. В табл. 36 приведены данные наблюдений Сев.-Зап. УГМС за изменением уровня воды в нижнем бьефе Волховской ГЭС 31/V 1957 г.

Из наблюдений, приведенных в этой таблице, следует, что самописец уровня в нижнем бьефе установлен в таком месте, что не может всегда точно показывать средний уровень нижнего бьефа.

Следовательно, при обнаружении значительного перекося уровня, который может существенно сказаться на вычисляемой величине действующего напора, необходимо к уровню

Т а б л и ц а 36

Уровни воды в нижнем бьефе Волховской ГЭС у турбин
№ 1 и 8 и по самописцу 31/V 1956 г.

Время наблюдений	Отметка уровня у турб. № 8 h_1	Отметка уровня у турб. № 1 h_2	Переко́с уровня между двумя турбинами, см	Отметка по самописцу у ледозащитной стенки	Средний уровень $\frac{h_1 + h_2}{2}$	Показания самописца по отношению к среднему уровню
11 ч. 00 м.	7,27	6,97	30	7,06	7,12	-0,06
11 ч. 10 м.	7,23	7,09	23	7,06	7,12	-0,06
11 ч. 20 м.	7,15	6,92	23	7,05	7,04	+0,01
11 ч. 30 м.	7,17	6,86	31	7,05	7,01	+0,04
11 ч. 40 м.	7,24	7,18	6	7,05	7,21	-0,16
11 ч. 50 м.	7,11	6,84	27	7,05	6,98	+0,07
12 ч. 00 м.	7,32	7,15	17	7,05	7,24	-0,19
12 ч. 10 м.	7,15	7,05	10	7,04	7,10	-0,06

вводить поправку по данным систематических наблюдений над переко́сом уровня в зависимости от числа работающих агрегатов и их выработки.

Сумма потерь напора $\Sigma \Delta H$ складывается из потерь напора на сороудерживающих решетках турбин, на вход, на ниши и на трение (особенно в напорных трубопроводах).

Главной составляющей потерь напора на приплотинных ГЭС являются перепады на сороудерживающих решетках, устанавливаемых обычно при входе в турбинный тракт. Мусор, топляки и другие растительные остатки забивают промежутки между стержнями решетки. Полезное сечение для прохода воды через решетку уменьшается, а перепад уровней (напор) на решетке увеличивается сверх нормального.

Величина потерь напора на решетках зависит от засоренности воды, от нагрузки на агрегат, а также от расстояний между прутьями решетки и условий подхода воды к решеткам. Последние два фактора постоянны для данной турбины и могут изменяться лишь в результате строительства новых сооружений, которые создадут иные условия подхода воды к турбине, и установки другого типа турбины, что может повлечь за собой необходимость в изменении типа решетки.

В результате наличия течений в водохранилище и вследствие этого различных условий подхода воды к решеткам турбин засорение решеток различных агрегатов происходит неодинаково, а следовательно, и перепады будут различными.

Решетки 6 и 5-й турбины Рыбинской ГЭС систематически засоряются больше, чем решетки других турбин. Это же можно проследить и по данным о потерях напора на решетках

Величины перепадов на решетках турбин

Цимлянская ГЭС				Волжская ГЭС				Каховская ГЭС							
дата	№ агрегата	перепад, м	дата	№ агрегата	волноводы	перепад, м	№ агрегата	волноводы	нагрузка, мвт	перепад, м	дата	№ агрегата	волноводы	нагрузка, мвт	перепад, м
26/III 1957 г.	1	0,16	3/1 1957 г.	1	правый	1,05	1	левый	0,0	1		1	левый	0,0	0,03
	2	0,22		левый	1,00	"		1,8	0,1						
	3	0,09		правый	0,65	"		32	0,3						
	4	0,25		левый	0,75	"		44	0,7						
27/III	1	0,18		7	правый	0,75	7	средний	0,0	7		7	"	48	0,9
	2	0,22		левый	0,88	"		0,0	0,03						
	3	0,03		правый	0,83	"		2,3	0,1						
	4	0,27		левый	1,08	"		34	0,25						
23/V	1	0,36	23/II	1	правый	0,80	1	"	41,5	1		1	"	46	0,40
	2	0,42		левый	0,75	"		0,0	0,03						
	3	0,20		правый	0,50	"		2,7	0,1						
	4	0,46		левый	0,55	"		3,6	0,2						
24/V	1	0,38		5	правый	0,75	5	"	48	5		5	"	48	0,48
	2	0,41		левый	0,85	"		1,2	0,1						
	3	0,29		правый	0,50	"		25	0,2						
	4	0,48		левый	0,55	"		32	0,3						
25/V	1	0,38	23/V	2	правый	1,70	2	"	49	2		2	"	49	0,8
	2	0,41		левый	1,95	"		0,0	0,03						
	3	0,27		правый	1,83	"		34	0,3						
	4	0,60		левый	1,90	"		44	0,5						
26/V	1	0,38		5	правый	1,15	5	"	48	5		5	"	48	0,6
	2	0,40		левый	1,07	"		26	0,1						
	3	0,27		правый	1,15	"		37	0,2						
	4	0,60		левый	1,66	"		49	0,45						

турбин Цимлянской ГЭС (табл. 37), где сильнее всего засоряются решетки 4-й турбины.

На Волховской ГЭС, по наблюдениям Сев.-Зап. УГМС 30/V 1956 г., перепад на решетках разных турбин изменялся от 21 до 55 см при среднем перепаде на решетках всех 8 турбин, равном 38 см. Вследствие разных условий подхода воды к водоводам одной и той же турбины и различной засоренности решеток потери напора могут быть различными даже для водоводов одной турбины (табл. 37).

Основными факторами, резко влияющими на изменение потерь напора на решетках, являются степень их засоренности и величина нагрузки на турбину.

В табл. 38 приводятся данные о перепаде на решетках турбин различных гидроэлектростанций по материалам Гидропроекта. Известно, что кратковременные перепады на решетках достигают величин даже больших, чем приводимые в табл. 38.

При одной и той же засоренности потери напора увеличиваются с увеличением нагрузки на данный агрегат. Например, величина перепада на 1-й турбине Нарвской ГЭС 4/III 1958 г. при нагрузке 15 мвт была 20 см, 11/IV 1958 г. при нагрузке 46 мвт — более 60 см (вода в том и другом случае была

Таблица 38

**Средние и максимальные величины перепада на решетках турбин
некоторых гидроэлектростанций**
(по данным Гидропроекта)

Наименование ГЭС	Период наблюдений	Перепад на решетках, м		Примечание
		средний	максимальный	
Горьковская	14/XI 55—20/IV 56	0,2	0,48	1-й год заполнения водохранилища
	20/IV—6/V 56	1,27	2,23	
Рыбинская	1954	0,22	0,6	Станция эксплуатируется с 1942 г.
	1955	0,38	1,9	
Иваньковская	Паводок 1955	0,7	1,9	Год с большой засоренностью
	1944	0,92	1,83	
	1947	0,57	1,87	
	1950	0,37	2,00	
Каховская	1/IV—9/IV 56	0,28	0,3	1-й год заполнения водохранилища
	17/IV—20/V 56	0,59	1,45	
Цимлянская	11/VII—11/XII 52	0,64	3,07	Станция эксплуатируется с 1952 г.
	21/IV—31/XII 53	0,37	0,45	
	9/IV—30/X 56	0,33	4,6	
Пермская	1/V—25/V 56	1,25	—	1-й год заполнения водохранилища

чистой и решетки незасоренные). В табл. 37 показаны величины перепадов на решетках турбин Каховской ГЭС при разной нагрузке агрегатов.

Вопрос о необходимости учета перепада на решетках, перекоса уровня в бьефах, кривой спада уровня от места установки уравнимера до входа в турбинную камеру нужно решать для каждой конкретной ГЭС. Для этого по эксплуатационной характеристике определяются два расхода воды при одной и той же мощности для значений напоров, разнящихся на 0,20—0,25 м, и вычисляется разность между этими расходами, которая выражается в процентах по отношению к большему расходу. Такие вычисления производят для нескольких значений мощностей и напоров. Если расхождения между расходами окажутся меньше 1%, то вычисления следует повторить при разностях напора в 0,5 м. Таким образом будет вычислена та величина перепада на решетках или перекоса уровня, которая может не приниматься в расчет при определении расхода воды через турбины.

В табл. 39 для десяти ГЭС приведены значения потерь напора и примерная величина ошибки в расходе воды при недоучете этих значений. Как видно из этой таблицы, при недоучете потерь напора в 0,20—0,25 м на ряде ГЭС ошибка в определении расхода воды может быть больше 1,3%; при больших расходах эта ошибка может составить 0,5—1,0%. При величине напора уже в 30—40 м и расходах примерно до 200 м³/сек. недоучет потерь напора в 0,5 м может дать ошибку при подсчете расхода воды примерно в 1,3%.

Т а б л и ц а 39

Примерные величины ошибок при расчете расходов воды через турбины в результате недоучета потерь напора

№ ГЭС	Пределы колебания напора, м	Пределы изменения расходов воды через турбину ГЭС, м ³ /сек.	Потери напора, м	Пределы колебания ошибки в определении расхода воды, %	Преобладающая величина ошибки в определении расхода воды, %
1	10—18	280—730	0,20	0,8—1,2	0,9
2	19,5—22	32—90	0,25	0,9—2,8	1,3
3	29—39	40—110	0,50	0,5—3,1	1,3
4	17—23	83—275	0,25	0,5—2,0	1,3
5	13—17,6	35—200	0,20	0,6—2,4	1,4
6	9,5—16,5	150—440	0,50	0,2—1,1	0,5
7	9—14	58—95	0,20	0,0—2,1	0,9
8	31—38	22—53	0,50	0,8—3,1	1,4
9	7—12	98—340	0,20	1,0—3,5	2,3
10	30—38	112—188	0,50	0,6—2,0	1,2

Установленного для всех гидроэлектростанций срока измерений потерь напора на решетках нет. Как уже сказано выше, на некоторых ГЭС имеются лишь сигнализаторы перепада заданной величины. На многих гидроэлектростанциях перепады на решетках турбин вообще не измеряются. При малых перепадах и значительных напорах это допустимо. Однако на некоторых ГЭС не измеряются и не вводятся в расчет напора перепады до 50—80 см, так как только при достижении перепада указанной величины замыкается контакт сигнализатора перепада и на пульт управления ГЭС подается сигнал (Днепрогэс им. В. И. Ленина).

Обычно измерения перепадов на решетках турбин производятся один раз в сутки и не на всех решетках. Иногда измерения производятся нерегулярно и записей перепадов не ведется. Как исключение, систематические измерения перепадов на решетках всех турбин 4 раза в день производятся на Цимлянской ГЭС. Записи измеренных величин перепадов в специальных ведомостях ведутся на Цимлянской ГЭС, Волжской ГЭС; на Каховской ГЭС — в журнале дежурного инженера машинного зала.

Измерение перепадов на решетках на большинстве гидроэлектростанций производится с помощью реек или отвесов. Разность в расстоянии; измеренном рейкой или по отвесу от плиты шитового отделения, имеющей определенную нивелировкой отметку до уровней воды перед и за решеткой, и есть перепад уровня (потеря напора) на данной решетке.

На многих гидроэлектростанциях в качестве перепадомеров применяются дифманометры, измеряющие разность давлений перед и за решеткой. Реже для этой цели применяются поплавковые приборы.

Первичные измерительные приборы бывают показывающего и сигнального типов для подачи предупредительного сигнала о превышении величины перепада давления сверх заранее обусловленной и в некоторых случаях аварийного сигнала. Иногда величина перепада давления или только сигнал о засорении решеток передается на пульт управления. Перепадомеры установлены, например, на Нарвской ГЭС, Нива-1, Цимлянской ГЭС, устанавливаются на Ондской и Маткожненской ГЭС. На ГЭС, построенных до 1950 г., обычно перепадомеры не устанавливались.

Потери напора на вход, на пазы, на трение определяются в случае надобности по формулам, но в расчет напора на гидроэлектростанциях при определении среднего суточного расхода никогда не входят. Однако на некоторых гидроэлектростанциях и эти величины, вообще говоря, могут быть заметными. Г. Г. Горбунов [34] приводит данные о величине потерь напора в водоподводящих сооружениях одной гидростанции, составляющих в сумме 2,8% от напора при работе станции

полной мощностью четырех главных и двух вспомогательных турбин (суммарный расход воды 1254 м³/сек.).

Разность скоростных напоров на гидроэлектростанциях не измеряется, и соответствующие поправки при подсчете напора не вводятся. Скоростные напоры определяются только при де-

тальных тарировках турбин и при определении их КПД в натуре. Они могут изменяться в пределах от 5—6 до 30—40 см, в зависимости от величины расхода воды и площади живого сечения.

Приближенное определение скоростных напоров возможно путем вычисления средних скоростей течения в выходном и входном сечениях путем деления расхода воды на площадь сечения у входа и выхода из турбинного тракта.

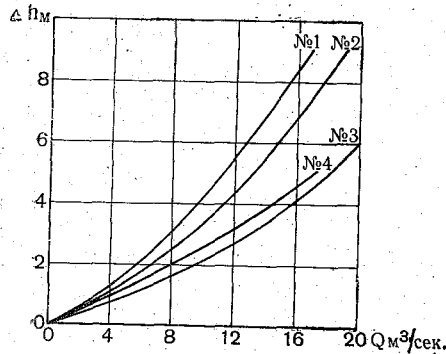


Рис. 123. Кривые потерь напора в трубопроводах разного диаметра одной и той же ГЭС.

d трубопроводов № 1 и 2 — 1200 мм.
d трубопроводов № 3 и 4 — 2200 мм.

При расчете величины действующего напора для гидроэлектростанций с напорными трубопроводами, кроме потерь напора на решетках перед входом в трубопровод, имеют

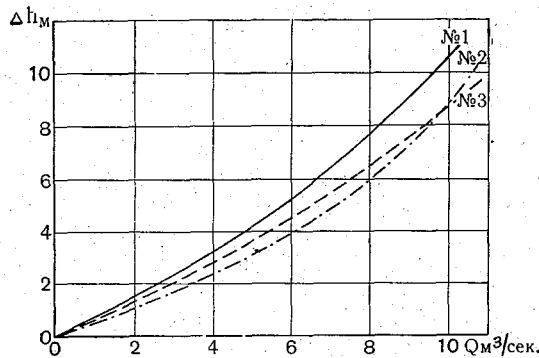


Рис. 124. Кривые потерь напора в напорных трубопроводах одинакового диаметра одной и той же ГЭС.

1, 2, 3 — номера турбин.

большее значение потери напора в трубопроводах. Величина потерь напора в трубопроводах зависит от целого ряда факторов: материала, из которого сделан трубопровод, состояния

стенок, его диаметра, величины расхода воды через трубопровод и т. д. Большое влияние на величину потерь напора в трубопроводе оказывает качество соединительных швов, степень равномерности осадки опор, количество наносов, не отстоявшихся в водохранилище и попадающих в трубопровод, общее состояние облицовки.

Определения потерь напора в напорных трубопроводах некоторых кавказских гидростанций показали, что:

1) потери напора в напорных трубопроводах при больших значениях геометрического напора, т. е. при значительной длине трубопроводов, могут достигать нескольких метров;

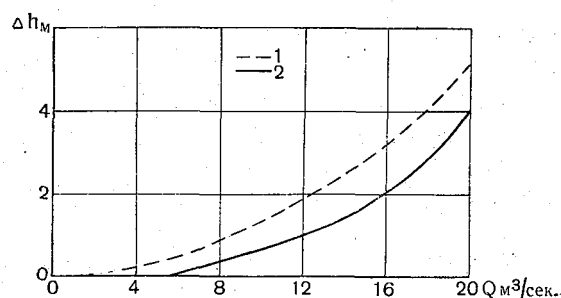


Рис. 125. Кривые потерь напора в напорных трубопроводах.

1 — до очистки трубопровода, 2 — после очистки.

2) потери напора в трубопроводах разного диаметра, но одинаковой длины различны и больше для трубопроводов меньшего диаметра (рис. 123);

3) потери напора в трубопроводах одного и того же диаметра и одинаковой длины могут быть различными (рис. 124);

4) потери напора по мере эксплуатации трубопровода изменяются, и увеличение их может быть больше чем в два раза (рис. 125).

На некоторых станциях кривые потерь напора в напорных трубопроводах отсутствуют и расход воды рассчитывается по эксплуатационной характеристике, без учета потерь напора в трубопроводах, т. е. при завышенной величине напора (Княжегубская, Пальеозерская ГЭС). В результате расход воды через турбины на этих станциях систематически занижается.

Средний суточный напор брутто вычисляется обычно как среднее арифметическое из числа наблюдений за данные сутки. Лишь на некоторых ГЭС делается более правильный расчет среднего суточного напора брутто, как среднего взвешенного по мощности. Особенно важно вычисление среднего взвешенного напора (по мощности) в случаях перерыва в работе станции, неполной загрузки и частичной остановки нескольких

Таблица 40

Сравнительные величины среднего арифметического и среднего взвешенного (по мощности) напора за сутки

Дата	№ турбины	H ср. арифм., м	H ср. взвеш., м	n — число часов работы агрегата	ΔH м	ΔH %
Нарвская ГЭС						
1/1 1958 г.	1	23,6	23,5	24	+0,1	+0,4
	2	23,6	23,5	24	+0,1	+0,4
	3	23,6	23,0	9	+0,6	+2,6
7/1	1	23,8	23,6	23	+0,2	+0,8
	2	23,8	23,2	16	+0,6	+2,6
	3	23,8	23,3	17	+0,5	+2,1
12/1	1	24,2	23,6	13	+0,6	+2,5
	2	24,2	24,1	23	+0,1	+0,4
	3	24,2	23,1	7	+1,1	+4,4
9/II	1	24,25	24,1	17	+0,2	+0,8
	2	24,25	24,2	23	+0,1	+0,4
	3	24,25	23,8	6	+0,5	+2,1
23/II	1	23,8	23,5	15	+0,3	+1,3
	2	23,8	23,7	19	+0,1	+0,4
	3	23,8	23,6	19	20,2	+0,8
Волховская ГЭС						
2/1 1957 г.	1	11,23	10,28	7	+0,95	+9,2
	2	11,23	10,78	10	+0,45	+4,1
	3	11,23	10,65	9	+0,58	+5,4
	4	11,23	11,02	14	+0,21	+1,9
	5	11,23	11,23	3	0,0	0,0
	6	11,23	10,89	14	+0,34	+3,0
	7	11,23	11,30	23	-0,07	-0,6
	8	11,23	10,81	10	+0,42	+3,9
Цимлянская ГЭС						
25/XI 1956 г.	1	21,25	21,00	17 ¹	+0,25	+1,2
	2	21,25	21,08	13	+0,17	+0,8
	3	21,25	21,09	16	+0,16	+0,7
	4	21,25	21,22	24	+0,03	+0,1

¹ 4 часа с нагрузкой всего 2 мвт.

Таблица 41

Вычисление напора и уровня нижнего бьефа по данным
различных сроков наблюдений

Название ГЭС	Дата	Отклонения величины напора, вычисленного по сокращенному числу сроков наблюдений, от напора, вычисленного за 24 срока					
		из 12 сроков		из 6 сроков		из 4 сроков	
		ΔH м	ΔH %	ΔH м	ΔH %	ΔH м	ΔH %
Днепрогэс им. В. И. Ленина (уровни нижнего бьефа)	15/IX-52	0	0	0	0	0,17	0,7
	16/IX	0,05	0,3	0,15	1,0	0,06	0,4
	17/IX	0,01	0,07	0,04	0,3	0,06	0,4
	1/VIII	0,01	0,07	0,05	0,4	0,11	0,8
	2/VIII	0,01	0,07	0,05	0,4	0,14	1,0
Волховская ГЭС	1/1-57	-0,06	-0,5	-0,16	1,4	0,06	0,5
	2/1	0,03	0,27	0	0	-0,07	0,6
	3/1	0,01	0,09	-0,04	0,4	-0,22	-2,0
	4/1	-0,02	0,2	-0,07	0,6	-0,26	-2,4
	7/1	-0,02	0,18	-0,03	0,2	-0,20	-1,8
Цимлянская ГЭС	2/III	-0,01	-0,05	0,03	0,14	0,28	1,26
	3/III	0,01	0,04	-0,01	-0,04	0,08	0,35
	5/III	0,0	0,0	-0,06	-0,27	0,08	0,36
	25/III	0,05	0,25	0,07	0,35	0,01	0,05
	26/III	-0,01	0,05	0,02	0,1	0,05	0,25

агрегатов. В табл. 40 приводятся значения средних суточных напоров, вычисленных различными способами.

Из таблицы видно, что при вычислении среднего суточного напора, как среднего арифметического из ежечасных его значений, в случаях перерыва в работе агрегата он будет преувеличен на несколько процентов (Q — расход воды, рассчитанный по этому напору, окажется преуменьшенным). Это преувеличение тем больше, чем меньше число машино-часов работы агрегатов и меньше величина самого напора.

На ГЭС системы Ленэнерго средний суточный напор рассчитывается как среднее арифметическое из 25 наблюдений за уровнями верхнего и нижнего бьефов в течение суток, с 0 до 24 часов. Обычно же при ежечасных наблюдениях за уровнями воды средний суточный напор брутто вычисляется по данным за 24 срока, с 1 до 24 часов.

На Рыбинской ГЭС и некоторых других станциях средний напор за сутки вычисляется отдельно для каждого агрегата только за часы его работы.

На Днепрогэс им. В. И. Ленина, Дубоссарской ГЭС, многих ГЭС Кольского полуострова и Карелии суточный напор рассчитывается по 6—12 наблюдениям в сутки за уровнем воды. Такое сокращение сроков наблюдений за уровнем оказывается вполне допустимым для многих ГЭС, как это видно из табл. 41. В тех случаях, когда колебания уровня нижнего бьефа значительны, например под влиянием приливов и отливов, подсчет среднего суточного напора по сокращенному числу измерений уровня недопустим. Для каждой ГЭС вопрос о достаточном числе сроков наблюдений над уровнем для расчета среднего суточного напора необходимо решать отдельно, произведя опытные проверки по ежечасным данным.

Для получения среднесуточного напора нетто из напора брутто вычитаются в случае приплотинных ГЭС потери напора на решетках турбин, а для деривационных ГЭС и потери напора в напорных трубопроводах.

Расчет среднего суточного расхода через турбины по эксплуатационной характеристике

Расчет среднего суточного расхода по эксплуатационной характеристике производится или по ежечасным данным о выработке и напоре, или по осредненным за сутки их значениям.

Вычисление ежечасных расходов воды. При определении расхода воды за каждый час расчет ведется следующим образом:

1. Из «суточных ведомостей», составляемых на пульте управления ГЭС, выбираются значения выработки на каждый час.

2. Из суточных ведомостей выбираются значения уровня по самописцам в верхнем и нижнем бьефах и вычисляется величина геометрического напора (H брутто).

3. Из соответствующих ведомостей (разных на различных ГЭС) выписываются величины потерь напора (Δh). Если потери напора определяются 2—3 раза в сутки, то промежуточные их значения интерполируются.

4. Вычисляется напор нетто за каждый час, равный

$$H_{\text{нетто}} = H_{\text{брутто}} - \Delta h.$$

5. По эксплуатационной характеристике, по величине выработки и напора снимается значение кпд турбины или агрегата (η). Кривые кпд проводятся обычно через 0,01 (т. е. через 1%), реже через 0,005 (0,5%). Промежуточные значения кпд интерполируются.

6. Если кпд снимается с эксплуатационной характеристики турбины, а не всего агрегата, то для вычисления кпд всего агрегата кпд турбины умножается на кпд генератора

$$\eta_a = \eta_t \cdot \eta_g;$$

кпд генератора берется по заводским данным.

7. По формуле

$$Q = \frac{N}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_a}$$

подсчитывается ежечасный расход через каждый агрегат.

Вычисление среднего суточного расхода воды по ежечасным расходам мощности и напора. Вычисление среднего суточного расхода производится путем суммирования всех значений ежечасных расходов воды (считая и расходы, равные нулю при остановке агрегата) и деления суммы на число слагаемых.

На некоторых ГЭС средний суточный расход рассчитывается за период с 0 до 24 часов, причем число слагаемых для каждого агрегата равно 25. На других ГЭС (например, на Цимлянкой) средний суточный расход воды рассчитывается без данных за 0 часов, и тогда число слагаемых равно 24. Разница в величине среднего суточного расхода воды через каждый агрегат по данным за 24 и 25 часов настолько невелика, что не имеет существенного значения.

Пример расчета среднего суточного расхода по ежечасным данным о выработке и напоре приводится в табл. 42.

Вычисление средних суточных расходов воды по осредненным значениям мощности и напора. За последние 2—3 года в целях сокращения времени, требующегося на вычисление среднего суточного расхода воды, на многих ГЭС за исходные данные для расчета стали брать осредненные значения выработки и напора за сутки. Расчет расхода при этом может

Подсчет среднего суточного расхода по ежечасным данным о напоре и мощности

Часы	Напор брутто, м	Потери напора измер., м	Потери напора, м	Напор нетто, м	N агрегата, мвт			кпл агрегата			Расход воды через агрегат, м³/сек.		
					№ 1	№ 2	№ 3	№ 1	№ 2	№ 3	№ 1	№ 2	№ 3
0	20,52	0,38	0,38	20,14	30	32	30	92	92	92	170	181,4	170
1	20,60	0,38	0,38	20,22	33	34	35	92	92	91,8	186,3	192	197,6
2	20,65	0,38	0,38	20,27	25	26	26	91,2	91,4	91,4	142	147,3	147,3
3	20,73	0,39	0,39	20,34	35	35	35	91,9	91,9	91,9	196,7	196,7	196,7
4	20,85	0,40	0,40	20,45	22	23	20	90,5	90,8	90,1	124,8	130,8	114,6
5	21,04	0,40	0,40	20,64	25	26	26	91,2	91,3	91,3	139,5	144,9	144,9
6	21,18	0,40	0,40	20,78	—	23	20	—	90,7	90,0	—	128,2	112,3
7	21,27	0,41	0,41	20,86	—	33	42	—	91,1	91,5	—	180,6	232,1
8	21,28	0,42	0,42	20,87	—	27	27	—	91,5	91,5	—	148,5	148,5
9	21,28	0,42	0,42	20,86	24	24	24	90,9	90,9	90,9	133	133	133
10	21,47	0,43	0,43	21,05	—	—	29	—	91,8	91,8	—	157,6	157,6
11	21,59	0,43	0,43	21,16	—	—	20	—	89,8	89,8	—	111,1	111,1
12	21,73	0,43	0,43	21,30	—	—	20	—	89,8	89,8	—	109,8	109,8
13	21,84	0,43	0,43	21,41	—	—	20	—	89,7	89,7	—	109,4	109,4
14	21,90	0,43	0,43	21,47	—	—	20	—	89,6	89,6	—	109,2	109,2
15	21,97	0,43	0,43	21,54	—	—	18	—	89,0	89,0	—	109,6	109,6
16	21,77	0,43	0,43	21,39	—	—	20	—	89,8	89,8	—	109,5	109,5
17	21,49	0,44	0,44	21,06	42	42	42	91,2	91,2	91,2	229,8	229,8	229,8
18	21,32	0,44	0,44	20,88	42	42	42	91,1	91,1	91,1	231,9	231,9	231,9
19	21,29	0,44	0,44	20,85	42	42	42	91,1	91,1	91,1	232,3	232,3	232,3
20	21,02	0,44	0,44	20,58	42	42	42	90,9	90,9	90,9	235,9	235,9	235,9
21	20,98	0,44	0,44	20,54	42	42	42	90,8	90,8	90,8	236,6	236,6	236,6
22	20,98	0,44	0,44	20,54	42	42	42	90,8	90,8	90,8	236,6	236,6	236,6
23	21,35	0,44	0,44	20,91	42	42	42	91,2	91,2	91,2	231,4	231,4	231,4
24	21,40	0,44	0,44	20,96	—	—	21	—	90,1	90,1	—	116,8	116,8
Сумма	521,01	—	—	521,01	—	—	—	—	—	—	2726,8	3217,9	4164,5
Средний	2084	—	—	2084	—	—	—	—	—	—	109,1	156,7	166,6

Суммарный расход через все агрегаты 432,4

производиться или суммарно по всем агрегатам, или отдельно по каждому агрегату с последующим суммированием расходов воды через все агрегаты.

При вычислении среднего суточного расхода воды поагрегатно с последующим суммированием расчет ведется следующим образом:

1. Определяется средняя мощность одного агрегата:

$$N_{\text{ср}} = \frac{A_{\text{а сут}}}{t_{\text{а}}},$$

где $N_{\text{ср}}$ — средняя мощность агрегата, $A_{\text{а сут}}$ — выработка электрической энергии за сутки одним агрегатом (по данным счетчика генератора по записям суточной ведомости), $t_{\text{а}}$ — число машино-часов работы агрегата за данные сутки в часах и долях часа (по записям в суточной ведомости).

2. Определяется средний напор нетто за сутки или, более правильно, за часы работы агрегата. При резких колебаниях напора и кратковременной работе агрегата принятие в расчет среднего суточного напора может привести к значительным ошибкам.

3. По среднему напору нетто и средней выработке агрегата с эксплуатационной характеристики турбины снимается кпд турбины (с эксплуатационной характеристики всего агрегата — кпд всего агрегата).

4. Если имеется эксплуатационная характеристика только турбины, то кпд генератора берется по заводским данным. Кпд агрегата в этом случае будет результатом произведения кпд турбины на кпд генератора.

5. Определяется средний расход воды через агрегат за время его работы (Q')

$$Q' = \frac{N_{\text{ср}}}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{а}}}.$$

6. Определяется средний суточный расход воды через один агрегат

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q' \cdot t'}{24},$$

где Q' — средний расход воды (в м³/сек.) через агрегат за время его работы, t' — продолжительность работы агрегата в часах.

7. Путем суммирования средних суточных расходов через отдельные агрегаты получается средний суточный расход через все турбины ГЭС.

На Волжской ГЭС им. В. И. Ленина при работе агрегата с различной мощностью в течение суток для исключения погрешности из-за неправильного определения кпд за счет осреднения выделяется период с однородным режимом работы

агрегата. Для каждого периода расход снимают с характеристики отдельно.

Вычисление среднего суточного расхода по осредненным за сутки мощности и напору суммарно по всем агрегатам. Этот способ вычисления среднего суточного расхода является менее точным по сравнению с предыдущим, но наиболее распространенным. Порядок расчета среднего суточного расхода следующий:

1. Определяется средняя мощность агрегатов:

$$N_{\text{ср}} = \frac{A_{\text{сут}}}{t},$$

где $N_{\text{ср}}$ — средняя мощность агрегата, $A_{\text{сут}}$ — выработка электрической энергии за сутки всеми агрегатами (по данным счетчиков генераторов), t — число машино-часов работы агрегатов за данные сутки.

2. По среднему за сутки напору нетто (среднему взвешенному или с допущением некоторой ошибки среднему арифметическому) и средней мощности агрегата с эксплуатационной характеристики турбины снимается кпд турбины (с эксплуатационной характеристики всего агрегата — кпд всего агрегата).

3. Если имеется эксплуатационная характеристика только турбины, то кпд генератора берется по заводским данным; кпд агрегата в данном случае будет результатом произведения кпд турбины на кпд генератора.

4. Определяется расход воды через одну работающую турбину:

$$Q_{\text{одн. т}} = \frac{N_{\text{ср. а}}}{9,81 \cdot H_{\text{нетто}} \cdot \eta_{\text{а}}}$$

5. Определяется среднее число работающих агрегатов за данные сутки:

$$n = \frac{t}{24},$$

где t — число машино-часов работы агрегатов за данные сутки.

6. Определяется расход воды через все турбины станции за данные сутки:

$$Q_{\text{сум}} = n Q_{\text{одн. т.}}$$

О точности расчета среднего суточного расхода по ежедневным данным о напоре и выработке и по осредненным за сутки их значениям. Расчет среднего суточного расхода воды через турбины по осредненным значениям напора и выработки за сутки вполне допустим при одинаковой и малоизменяющейся нагрузке всех агрегатов станции в течение всех суток. В тех случаях, когда нагрузка неравномерная, но перерывов в работе агрегатов нет, — ошибка в определении среднесуточного расхода по осредненным значениям мощности и напора может достигать 1—2%, а в случае остановки отдельных агрегатов при небольшой величине водохранилища, а следовательно, при большом

колебании напора, ошибка достигает значительно большей величины. На ее величину большое влияние оказывает соотношение между числом работающих и неработающих агрегатов. При малом числе часов работы агрегатов за сутки подсчет среднего суточного расхода возможен только по ежечасным данным.

В табл. 43 приводятся величины расходов воды, подсчитанные по ежечасным и среднесуточным данным.

Таблица 43

Сравнение средних суточных расходов воды через турбины, подсчитанных по ежечасным и средним суточным данным о напоре и мощности (Цимлянская ГЭС)

Дата	Напор, м		Число машино-часов работы агрегатов	Расход воды за сутки, м ³ /сек.		ΔQ м ³ /сек.	ΔQ %	Число часов полной остановки ГЭС
	за часы работы агрегатов	за полные сутки		по ежечасным данным	по средним за сутки напору и мощности			
25/XI 56 г.	21,25	21,25	66	485	476	-9	-1,9	
2/III 57 г.	21,93	22,09	27	174	170,3	-3,7	-2,1	14
3/III	22,57	22,72	9	53	рассчитать нельзя			21
4/III	22,10	22,39	26	162	159	-3	-1,8	10
5/III	21,80	22,06	33	227	221	-6	-2,6	13
7/III	21,16	21,25	53	401	387	-14	-3,5	7
8/III	20,82	20,82	72	511	500	-11	-2,2	
9/III	19,76	19,76	91	841	841	0	0	
10/III	19,94	19,94	78	708	702	-6	-0,8	
25/III	19,95	19,95	95	903	887	-16	-1,8	
26/III	19,60	19,60	93	936	930	-6,5	-0,7	

По мнению специалистов Приволжского УГМС, инспектировавших Волжскую ГЭС, величина ошибки при определении расхода воды суммарно по всем агрегатам (табл. 44) зависит от величины напора и величины отклонения мощности каждого агрегата от средней мощности по станции.

При напорах больше 20 м вследствие небольшой кривизны кривых $Q = f(N)$ на эксплуатационной характеристике разница при вычислении расхода воды невелика (до -2%). При напорах меньше 20 м и мощности более 40 тыс. квт, что бывает в паводок, ветви имеют большую кривизну и ошибка может увеличиваться.

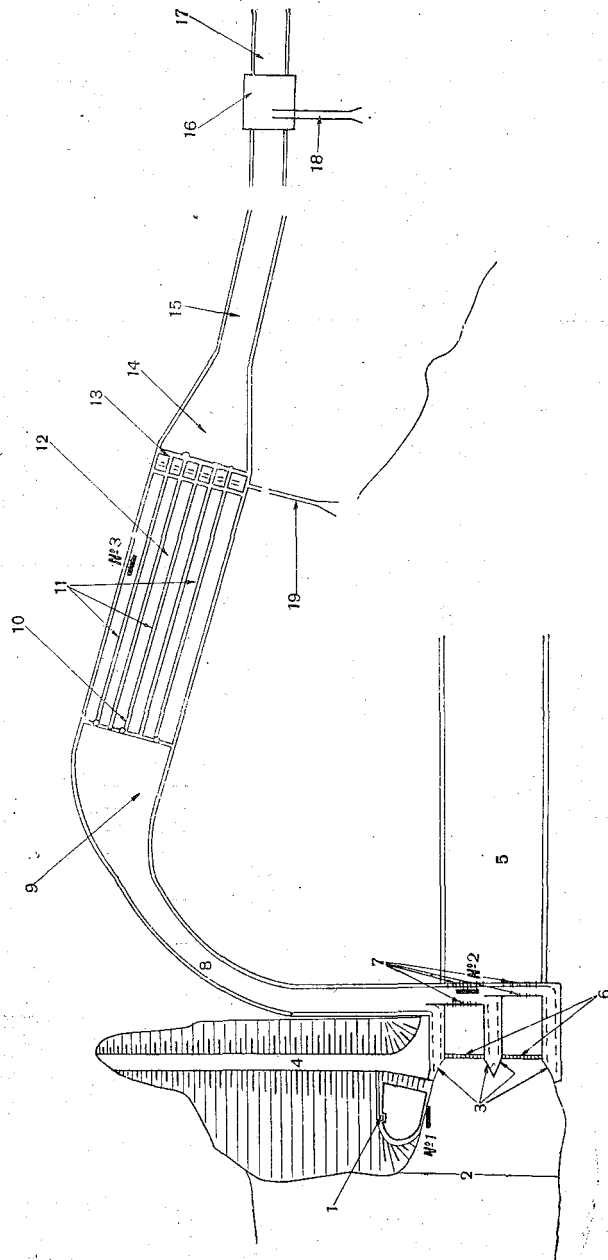


Рис. 126. Схема сооруженной деривационной ГЭС.

1 — шахтоуправляющая установка, 2 — граница понура, 3 — водоприемные отверстия, 4 — створ плотины, 5 — водосброс, 6 — шандоры (щиты), 7 — сливные окна в стенах соединительного лотка, 8 — соединительный лоток, 9 — переходный участок, 10 — верхняя голова отстойника, 11 — камера отстойника, 12 — трехкамерный отстойник периодического действия, 13 — нижняя голова отстойника, 14 — переходный участок, 15 — открытый деривационный канал, 16 — напорный бассейн (сифонный сброс), 17 — трубопровод, 18 — лоток сифонного сброса, 19 — канал галереи гребенчатого отстойника.

При любых напорах чем равномернее распределена нагрузка между агрегатами, тем меньше будет ошибка при подсчете расхода воды по суммарной выработке ГЭС. При работе агрегата на различной мощности (особенно когда разница в мощностях большая) ошибка увеличивается.

Т а б л и ц а 44

Сравнение расходов воды, вычисленных по общей выработке Волжской ГЭС им. В. И. Ленина и по выработке каждого агрегата (1957 г.)

Дата	Q_1 по $A_{ГЭС}$	Q_2 по A_a	$\Delta Q = Q_1 - Q_2$	$\Delta Q \%$
27/V 57 г.	6360	6660	-300	-4,5
11/VI	5670	5770	-100	-1,7
5/XII	2340	2390	-50	-2,1
18/XII	6030	6030	0	0

О применении эксплуатационных характеристик при расчете расходов воды через турбины деривационных высоконапорных ГЭС

В случае деривационных высоконапорных ГЭС сама гидростанция и головной узел сооружения находятся иногда на большом расстоянии друг от друга (до нескольких десятков километров). При больших напорах (в несколько сотен метров) через турбины проходят небольшие расходы воды (несколько кубометров или до 20—30 м³/сек.). Вода из водоприемника (водохранилища) через щиты пропускается в деривационный канал длиной несколько километров (иногда больше десятка километров) и проходит по открытому или закрытому каналу (тоннелю-трубопроводу). Деривация может быть напорной и безнапорной. На рис. 126 и 127 приводятся для примера схематические планы сооружений двух деривационных ГЭС.

Большие и непостоянные потери напора в напорных трубопроводах обычно не учитываются с достаточной точностью и делают весьма затруднительным подсчет расхода воды на деривационной высоконапорной ГЭС по эксплуатационной характеристике. Однако на многих деривационных высоконапорных гидроэлектростанциях величина полезного напора может быть измерена при наличии манометра, устанавливаемого перед входом в спиральную камеру с учетом высоты расположения прибора над основанием водовода (трубопровода). К измеренному по прибору напору должна быть добавлена величина разности скоростного напора в сечении перед спиралью и в сечении на выходе из отсасывающей трубы (по данным о величине расхода и площади живого сечения).

Другая величина, входящая в формулу при расчете расхода воды через турбины по эксплуатационным характеристикам, — КПД турбины, весьма изменчива для турбин горных гидроэлек-

тростанций. Обычно горные реки несут большое количество взвешенных частиц, которые истирают рабочие колеса турбин. КПД турбин, полученный при испытании модели турбины и пересчитанный на натурную турбину, в результате истирания наносами рабочего колеса значительно снижается. На рис. 128 показаны кривые гарантированного КПД турбин одной деривационной ГЭС

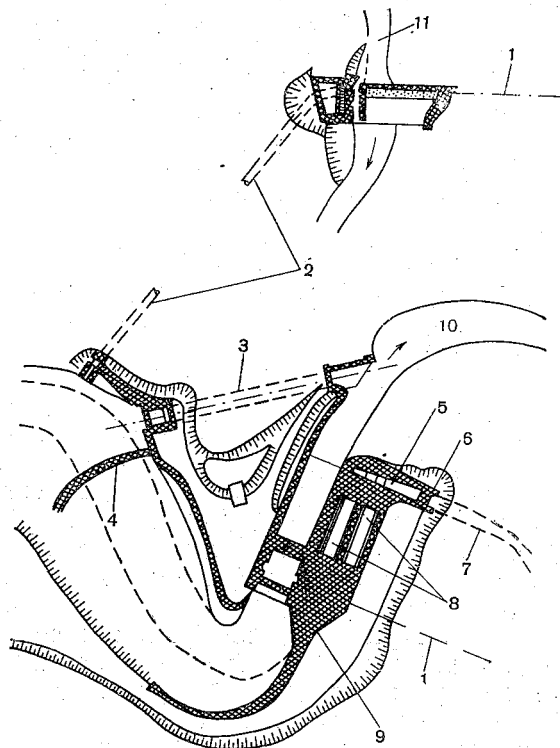


Рис. 127. Схема сооружений деривационной ГЭС.

1—ось плотины, 2—деривационная безнапорная штольня, 3—отводная штольня, 4—арочный порог, 5—сборная камера, 6—входной портал, 7—напорный тоннель, 8—двухкамерный отстойник, 9—водоприемник, 10—река, 11—приток.

и КПД, полученного в результате испытания турбин после нескольких лет их эксплуатации. Так же изменяется в сторону его уменьшения КПД для турбины № 2 другой деривационной ГЭС (рис. 129). На рис. 130 видно, что за 5 лет эксплуатации турбины величина КПД турбины уменьшилась на 5—10% и только в зоне наибольших мощностей осталась постоянной. Значительно изменяется КПД и после каждого ремонта рабочего колеса (рис. 131). Вследствие разной степени истирания рабочих колес турбин и различного развития кавитационных явлений КПД

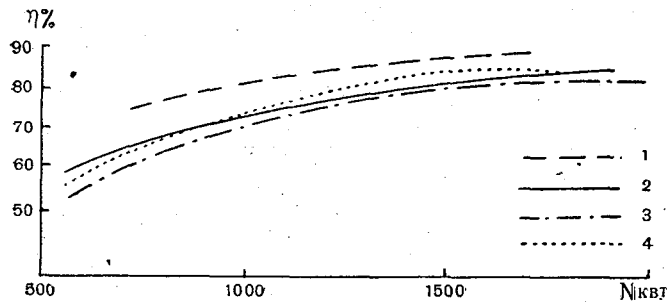


Рис. 128. Кривые кпд турбин ГЭС на горной реке.
 1 — кривая гарантированного кпд, 2 — кривая фактического кпд турбины II, 3 — то же турбины III, 4 — то же турбины IV.

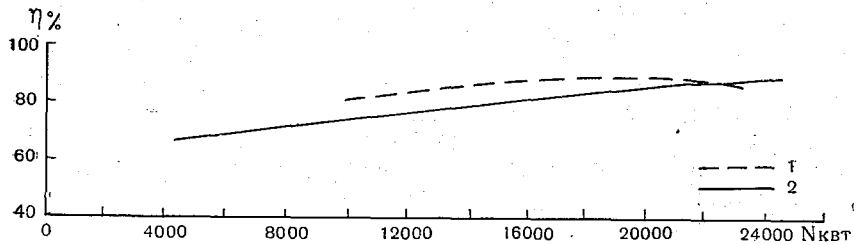


Рис. 129. Кривые кпд турбин ГЭС на горной реке.
 1 — кривая по универсальной характеристике, 2 — кривая фактического кпд.

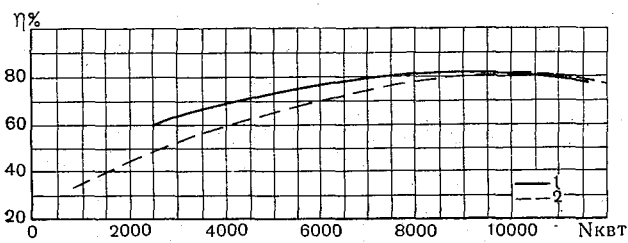


Рис. 130. Изменение кпд турбины за 5 лет работы ГЭС.
 1 — 1948 г., 2 — 1953 г.

однотипных турбин одной и той же ГЭС с одинаковыми размерами рабочего колеса — различные (рис. 132).

Такая изменчивость кпд натуральных турбин по сравнению с испытанной в лаборатории моделью рабочего колеса и не

всегда точное определение величины полезного напора делают невозможным достаточно точное определение расхода воды через турбины ГЭС на горных реках с большим количеством наносов с помощью эксплуатационной характеристики, полученной в результате пересчета на натурную турбину универсальной характеристики ее модели. Натурные же тарировки турбин вследствие малых расходов воды, проходящих через турбины деривационных ГЭС, и возможности измерить эти расходы воды с достаточной точностью, — выполнимы, и на

ГЭС Кавказа производятся обычно каждые 3—5 лет. Поэтому на большинстве кавказских деривационных ГЭС имеются кривые $Q = f(N)$, полученные в результате натуральных тарировок турбин ГЭС.

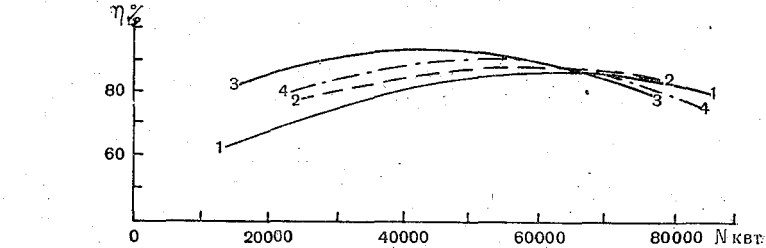


Рис. 131. Изменение кпд турбины до и после капитального ремонта.
1 — до капитального ремонта, 2 — после капитального ремонта.

ГЭС Кавказа производятся обычно каждые 3—5 лет. Поэтому на большинстве кавказских деривационных ГЭС имеются кривые $Q = f(N)$, полученные в результате натуральных тарировок турбин ГЭС.

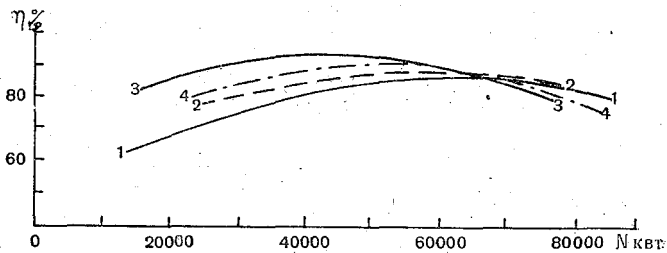


Рис. 132. Кривые кпд однотипных турбин одной и той же ГЭС на горной реке.
1, 2, 3, 4 — номера турбин.

На некоторых горных ГЭС кпд турбин за один сезон работы, иногда даже за один паводок, падают на 10% и больше. В этом случае учет стока через турбины возможен только с помощью расходомеров.

Основными способами учета стока через турбины высоконапорных деривационных кавказских гидроэлектростанций являются:

- 1) расчет расхода по кривым $Q = f(N)$.

2) расчет расхода по кривым $Q=f(H)$, построенным для створа в открытом деривационном канале.

Кроме этих двух наиболее распространенных способов учета расхода воды через турбины, имеются и другие, описанные ниже.

Расчет расхода воды через турбины по кривым $Q=f(N)$. Способ определения расхода воды через турбины по кривым $Q=f(N)$, полученным в результате натуральных тарировок, является весьма распространенным на кавказских ГЭС (кроме Армении).

Обычно для каждого агрегата ГЭС имеется своя кривая зависимости $Q=f(N)$. Это объясняется как различием в усло-

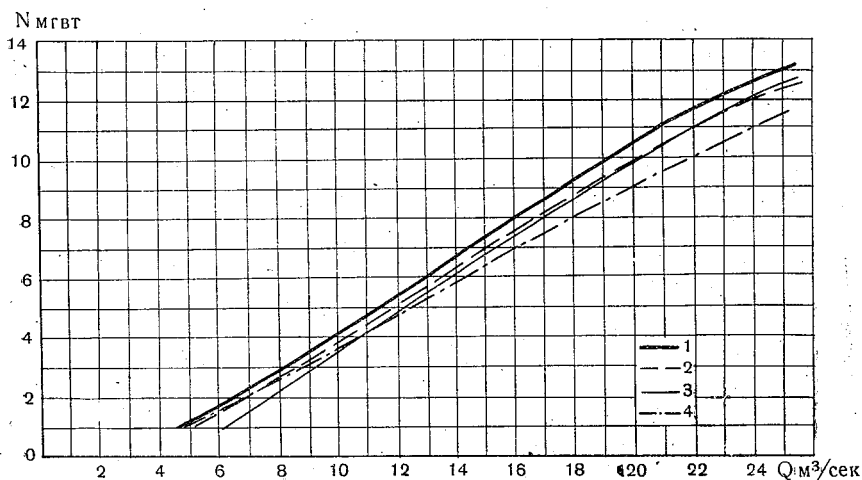


Рис. 133. Кривые $Q=f(N)$ для четырех турбин одной и той же ГЭС. 1, 2, 3, 4 — номера турбин.

виях подхода воды к рабочему колесу турбины по трубопроводам и их различной длине благодаря веерообразному расположению трубопроводов в нижней их части (рис. 133), так и различием в состоянии внутренних стенок трубопроводов, по своим размерам совершенно одинаковым, и разными КПД турбин (рис. 134).

Кривые зависимости $Q=f(N)$ с течением времени могут изменяться для данных ГЭС вследствие износа рабочих колес турбин и изменения КПД агрегатов. Например, согласно кривым $Q=f(N)$, полученным по тарировке агрегатов АЦГЭС в 1937 и 1948 гг., расход воды, требуемый для получения мощности в 6 мгвт, в 1948 г. был на 3 м³/сек., т. е. на 17—18%, больше, чем в 1937 г.

Тарировка турбин производится обычно при одном или двух значениях напора, иногда с последующим пересчетом на другие

значения. На некоторых ГЭС такого пересчета не делается и поэтому учет расхода воды через турбины является ориентировочным. Например, на ЧитахевигЭС составлены таблицы зависимости $Q=f(N)$, причем мощность генератора приведена к рабочему напору 35,0 м. Так как фактический напор почти всегда отличается от 35,0 м на $\pm 1-3$ м, то и расчет расхода воды по этой таблице является приближенным. Можно предположить также, что зависимость $Q=f(N)$ для разных агрегатов будет различной, так как работы ОргрЭС, произведенные

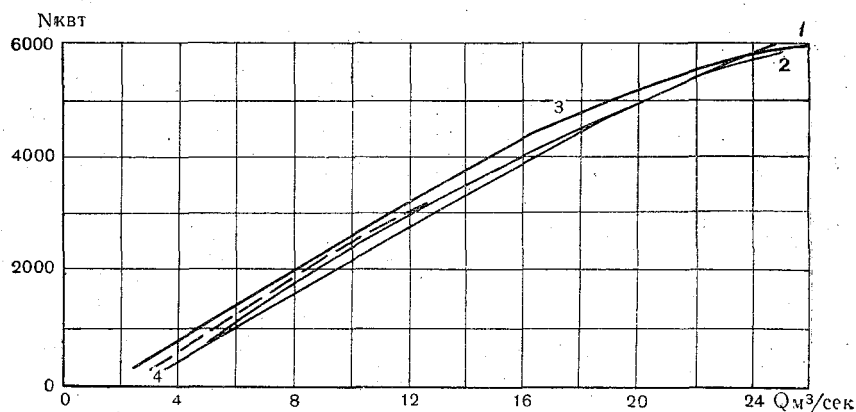


Рис. 134. Кривые $Q=f(N)$ четырех турбин одной и той же ГЭС.
1, 2, 3, 4 — номера турбин.

в 1956 г., показали, что кривые КПД турбин для 1-го и 2-го агрегатов различны.

На АЦГЭС, так же как и для ЧитахевигЭС, мощности отнесены к одному напору, но кривые $Q=f(N)$ имеются для каждого агрегата отдельно.

На РионГЭС имеются кривые зависимости мощности станции от расходов воды при разном числе работающих агрегатов и разных отметках горизонтов воды в напорном бассейне (рис. 135). Некоторые допущения при расчете расходов воды по этим кривым заключаются в том, что принимается одна кривая $Q=f(N)$ для всех 4 агрегатов, тогда как по данным ОргрЭС кривые $Q=f(N)$ совпадают только для 2-го и 3-го агрегатов, а для 1-го агрегата расходы воды при мощностях выше 5 мвт на 10—13% меньше, чем для 4-го агрегата. Равномерность распределения нагрузки между агрегатами также не всегда соблюдается.

Несмотря на указанные недостатки учета стока по кривым $Q=f(N)$, средние месячные расходы по РионГЭС и АЦГЭС весьма близки (с учетом приточности и разбора на орошение) к средним месячным расходам, рассчитанным по данным гидрометрических измерений.

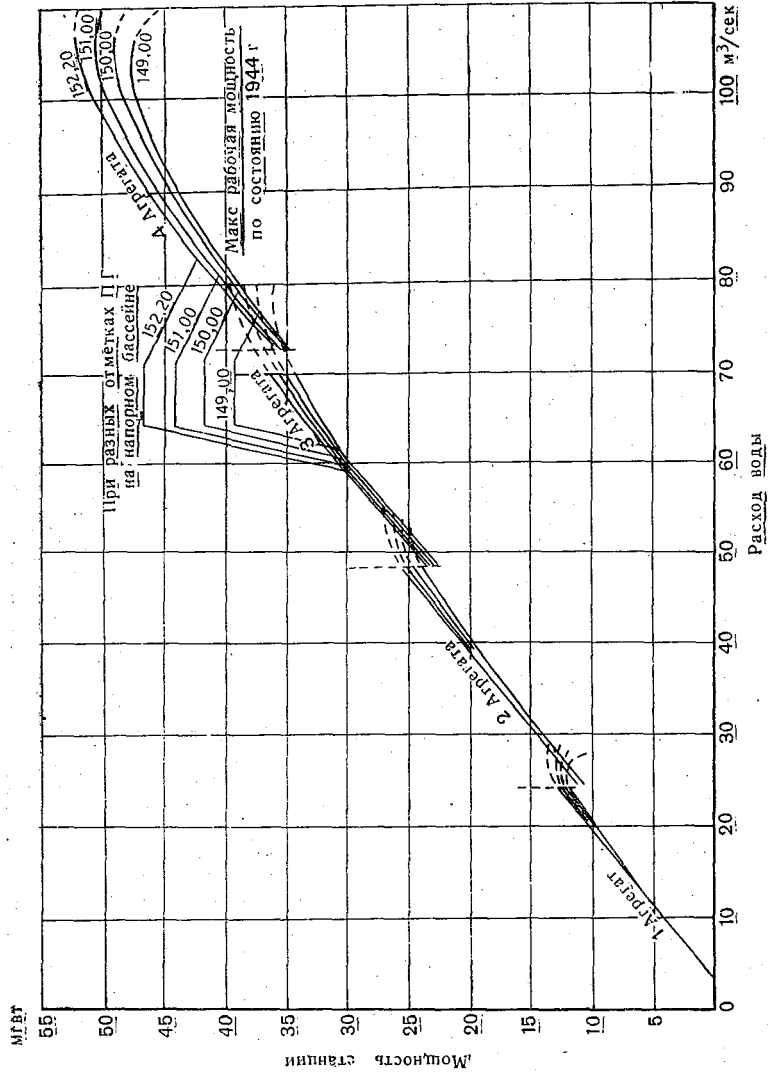


Рис. 135. Кривые $Q=f(N)$ горной ГЭС при равномерном распределении нагрузки ГЭС между агрегатами.

Средний суточный расход воды через турбины этих ГЭС получается путем снятия его с кривых $Q=f(N)$ по средней выработке за сутки, иногда с учетом величины среднего суточного напора или отметки уровня воды в напорном бассейне. Если кривая $Q=f(N)$ построена для одного агрегата, то расход воды, снятый с кривой, умножается на число машино-часов работы всех одинаковых агрегатов и делится на 24. Если расход воды снимается по средней выработке сразу с кривых $Q=f(N)$, построенных с учетом работы определенного числа агрегатов, то этот расход и является средним суточным.

Расчет расхода воды по кривым $Q=f(H)$ в деривационном канале. На ГЭС Армении основным способом учета стока через турбины является расчет по кривым расходов воды, построенным для открытого участка канала в 150—300 м от головного узла сооружений. Предварительно канал тарируется, т. е. определяются расходы воды при разных открытиях щитов, пропускающих воду в канал из водохранилища. Для получения однозначной кривой расходов измерение расходов воды производится при установившемся движении воды в канале, через некоторое время после открытия затворов на определенную высоту. В дальнейшем систематически ведутся наблюдения над уровнем и с кривой расхода воды, полученной заранее, снимаются величины расхода, идущего по каналу, следовательно, и проходящего через турбины.

Этот способ учета стока через турбины, широко применяющийся и на крупных, и на малых ГЭС Армении, нуждается в проверке. Нет оснований утверждать, что при изменении попусков в деривационный канал, при колебаниях нагрузки, в канале будет установившийся режим и кривая зависимости $Q=f(H)$, построенная при искусственно созданном установившемся режиме, сохранится. Если нарушение однозначной кривой зависимости окажется незначительным, определение средних суточных расходов воды через турбины и при попусках допустимо. УГМС Грузинской ССР были произведены измерения скоростей течения на одной вертикали в деривационном канале ЧитахевиГЭС (в течение 2 дней) и РионГЭС (в течение одних суток) через каждый час. За период измерений в деривационном канале ЧитахевиГЭС уровень воды изменялся в пределах 4 см, а скорость — в пределах 3 см/сек. (от 1,32 до 1,35 м/сек.). Если такие пределы колебаний уровней и скоростей течения обычны и постоянны для данного створа деривационного канала, то подсчет расхода воды через турбины по кривой $Q=f(H)$ допустим. При измерениях скорости течения в деривационном канале РионГЭС (в 3 км выше ГЭС) уровень воды колебался в пределах 90 см (09—95); скорости течения при этом изменялись от 1,38 до 1,68 м/сек. Кривая $v=f(H)$ не является однозначной (рис. 136). В этом случае подсчет расхода воды через турбины по кривой $Q=f(H)$ недопустим.

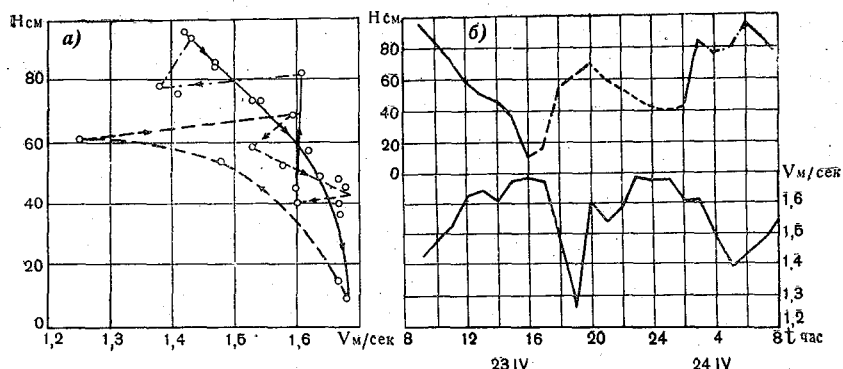


Рис. 136. Кривая $v = f(H)$ (а) и хронологический график изменения уровня воды и скоростей течения в деривационном канале ГЭС (б).

Ведомость для расчета среднего суточного расхода воды на ГЭС Армянской ССР весьма проста (табл. 45).

Таблица 45

Ведомость ежекасных и средних суточных расходов воды через деривационный канал

Месяц	Дата	Час										среднее		
		1	2	3	4	...	21	22	23	24	сумма			

Способы учета стока через турбины, применяющиеся на отдельных кавказских ГЭС. На ХрамГЭС измерение расхода воды через турбины производится суммарно с помощью водосливов в нижнем бьефе. Вода из турбин выходит в канал, разделяющийся на два, в каждом из которых установлен водослив и лимниграф. Расходы воды рассчитываются суммарно через все агрегаты по высоте уровня и существующей зависимости между уровнем и расходом воды через водослив. Неизвестно, применяется ли этот способ учета расхода через турбины на других ГЭС, но, по-видимому, он достаточно точен и может применяться в случае малых расходов через ГЭС.

На ЗаГЭС расчет расхода воды через турбины производится по величине удельного расхода $q \frac{\text{м}^3/\text{сек.}}{\text{кВт-ч}}$ и выработке энергии. Величина удельного расхода определяется по таблице

зависимости между удельным расходом и расходом воды в нижнем бьефе, составленной ТНИИСГЭИ для условий наивыгоднейшего сочетания работы агрегатов ГЭС при данной выработке станции. Расходы воды нижнего бьефа снимаются с кривой расхода в створе около 300 м ниже ГЭС по среднему суточному уровню в этом же створе. Полученный по таблице удельный расход умножается на среднюю выработку ГЭС за эти сутки и находится средний суточный расход воды через турбины. Этот способ не точен по двум причинам: 1) на ГЭС часто, по разным причинам, не соблюдается рекомендованное ТНИИСГЭИ сочетание работающих агрегатов при данной выработке станции. Следовательно, нарушается и зависимость между расходом нижнего бьефа и удельным расходом ГЭС; 2) в 300 м ниже ГЭС не может существовать однозначная кривая $Q = f(H)$, так как в результате меняющейся нагрузки на ГЭС, а следовательно, изменяющегося расхода воды через турбины режим потока в нижнем бьефе будет неустановившимся.

На некоторых станциях (СухумГЭС, ДзораГЭС) учет стока на самой ГЭС заменяется учетом стока в створе выше ГЭС на посту Гидрометслужбы.

Учет стока через турбины с помощью расходомеров

Учет стока через турбины с помощью специальных приборов — расходомеров наиболее перспективен. С помощью расходомеров сток через турбины может быть определен за любой период времени, организован на любой ГЭС, вне зависимости от типа турбин, типа самой гидроэлектростанции, величины напора и потерь напора, износа рабочих колес турбин и т. д. Расходомеры, устройство и принцип их действия описаны в гл. I.

Расходомеры установлены на турбинах большинства гидроэлектростанций Советского Союза, но почти везде не работают совсем или работают ненормально. Причины их плохой работы могут иметь разное происхождение: 1) плохое конструктивное выполнение, чаще всего двух частей расходомеров — линий передач давления и их приключения к точкам отбора давления и счетчика-интегратора, быстро приходящего в полную негодность; 2) засорение трубок, что требует частой промывки их; 3) попадание в трубки из спиральной камеры пузырьков воздуха и несвоевременное их удаление с помощью специальных кранов; 4) неравномерное высотное положение дифманометров по отношению к высотному положению точек отбора давления в спиральной камере турбин. На рис. 137 показаны места выводов пьезометрических трубок из спиральной камеры турбин одной из ГЭС. Латунные трубки диаметром 25 мм от спиральной камеры проведены к дифманометру, установленному примерно в 2,5 м выше оси спиральной камеры турбины. От дифманометра разность давлений в пьезометрических трубках пере-

дается по проводам на приемный записывающий прибор, снабженный суммирующим устройством. На этой ГЭС расходомеры фирмы «Valmet» работают безотказно больше 2 лет и единственным требованием по уходу за ними является выпуск пузырьков воздуха из дифманометра один раз в 7—10 дней путем открытия специальных кранов. Трубка не засоряется, так как вода р. Паз почти не несет взвешенных частиц. Проверка работы расходомеров показала, что разность показаний счетчиков-интеграторов расходомеров пропорциональна расходам воды, протекающим через турбины и вычисленным по данным о выработке энергии и напору (рис. 138). Коэффициент пропорциональности во времени не изменяется, но отличается от коэффициента, данного фирмой, одинакового для всех расходомеров, и для каждого расходомера имеет свою величину. Некоторый разброс точек на графике зависимости объясняется несоблюдением точного времени снятия отсчетов по счетчику-интегратору расходомера (в 0 и 24 часа).

Расчет среднего суточного расхода воды. На пульте управления ГЭС записываются показания счетчика-интегратора расходомера через равные промежутки времени: сутки (Нарвская ГЭС и др.), смену (АЦГЭС), два часа (Мингечаурская ГЭС) и т. д. Разность показаний счетчика генератора на начало и конец данного срока (сутки, два часа и т. д.), умноженная на постоянную (или коэффициент) расходомера, полученную в результате его тарировки, дает сток в кубичес-

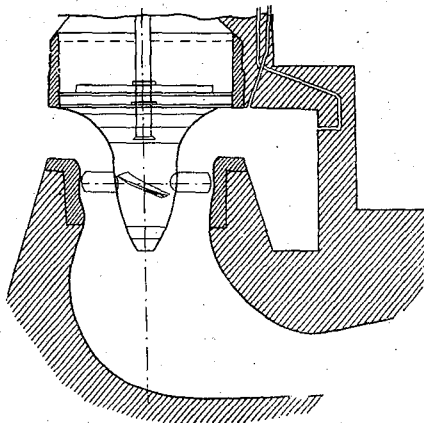


Рис. 137 Вывод пьезометрических трубок из спиральной камеры турбины.

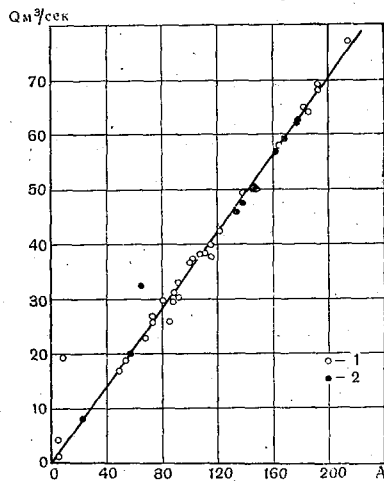


Рис. 138. График зависимости разности показаний счетчика расходомера от расходов воды через турбину (по выработке и напору).
1 — декабрь 1957 г., 2 — сентябрь 1958 г.

ческих метрах за данный промежуток времени. Разделив полученный сток на время (в секундах) между двумя соседними отсчетами по счетчику, получаем средний расход воды за данный промежуток времени.

Пример расчета среднесуточного расхода приведен в табл. 46.

Таблица 46

Пример расчета средних расходов воды через турбину за рабочую смену по данным расходомера

№ агрегата	Дата	Период времени, час	Число секунд в периоде	Показания счетчика-интегратора			Коэффициент (постоянная) расходомера	Сток воды за период, м ³	Средний расход воды за период, м ³ /сек.
				начальное	конечное	разность			
1	26/XI	0-8	28 800	72 571	72 675	104	3 724,2	387 316	13,5
		9-16	28 800	72 675	72 811	136	3 724,2	506 491	17,6
		17-24	28 800	72 811	72 992	181	3 724,2	674 080	23,4
2	26/XI	0-24	86 400	21 878	22 210	332	4 488,2	1490 082	17,2
	27/XI	0-24	86 400	22 210	22 651	441	4 488,2	1979 296	23,0
	28/XI	0-24	86 400	22 651	23 137	486	4 488,2	2181 265	25,2

Как уже сказано выше, лучшим, наиболее перспективным методом учета стока как на приплотинных, так и на деривационных ГЭС является учет стока с помощью расходомеров, работа которых до сих пор почти на всех ГЭС не налажена. Ввиду отсутствия работающих расходомеров в настоящее время следует считать допустимым учет стока на приплотинных ГЭС с помощью эксплуатационных характеристик по выработке энергии и напору при условии учета потерь напора и поагрегатного расчета среднего суточного расхода. Для ГЭС на горных реках, несущих большое количество взвешенных наносов, способ учета стока по эксплуатационным характеристикам неприменим из-за возможности резких изменений КПД турбин.

Для этих ГЭС наиболее применим способ учета стока по кривым $Q = f(N)$, полученным в результате натурных тарировок турбин, выполненных в последние годы. Все остальные способы учета стока через турбины ГЭС должны быть в каждом отдельном случае тщательно проверены и проанализированы.

4. УЧЕТ ХОЛОСТОГО СБРОСА ВОДЫ В СТВОРЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Вода из водохранилища, неиспользуемая на выработку энергии, шлюзование, орошение, собственные нужды ГЭС и т. д., сбрасывается в нижний бьеф через водосливные отверстия плотин, донные и сифонные водосбросы, боковые штольни. На крупных ГЭС пуски через плотину осуществляются также в периоды сокращения выработки энергии для поддержания достаточных для судоходства глубин в нижнем бьефе (например, на Волжской ГЭС им. В. И. Ленина). По мере необходимости производится слив воды через мусоросбросы, грязеслушки, ледосбросы и шугосбросы. Расчет расхода воды через эти отверстия производится по гидравлическим формулам или построенным по этим формулам графикам водопропускных характеристик. Формулы или графики для расчета стока через отверстия всех видов составляются проектной организацией, проектирующей данное сооружение, и передаются дирекции ГЭС обычно вместе с техническим проектом сооружения. Часто эти формулы (принятые коэффициенты в формулах) и графики проверяются в лаборатории на модели сооружения по заказу дирекции ГЭС и тогда расчет производится по характеристикам пропускной способности отверстий, полученным на основании испытания модели сооружения. Эти работы проводятся ВНИИГ им. Веденеева, ТНИИСГЭИ, Оргэнергостроем, отделениями Гидэпа и Гидропроекта.

В редких случаях ввиду большой сложности производства работ натурные тарировки водосливных отверстий делаются по заказу дирекции ГЭС Оргрэсом или Оргэнергостроем, весьма редко — другими организациями.

При незаполненном водохранилище, незаконченном строительстве гидростанции часто гидравлические формулы или построенные по ним графики, выданные проектной организацией в техническом проекте, являются неприемлемыми ввиду того, что условия истечения через отверстия могут сильно отличаться от условий при законченном строительстве и наполненном водохранилище. В этих случаях водопропускные характеристики составляются сотрудниками управления строительства ГЭС, районными энергоуправлениями или же проектирующими данное сооружение организациями. Эти водопропускные характеристики являются временными.

Кривые водопропускных характеристик, построенные на основании теоретических расчетов (подбора гидравлических формул с учетом условий истечения, формы отверстия и т. д.), в случаях недоучета каких-либо условий истечения и неточного подбора коэффициентов могут давать неверные величины расходов.

Например, в результате сопоставления средних месячных

расходов воды по данным Усть-Каменогорской ГЭС и гидроствора Аблакетка (в 1200 м ниже ГЭС) за 1955 г. оказалось, что в месяцы с холостым сбросом воды через водосливные отверстия плотины завышение стока по данным учета на ГЭС увеличивалось с возрастанием сбрасываемого расхода воды.

Кривые водопротускной способности водосливов плотины были проверены на модели. Данные модельных испытаний дали значительные расхождения с расчетными.

В 1957 г. Орггрэсом были проведены натурные испытания водосливных отверстий плотины Усть-Каменогорской ГЭС.

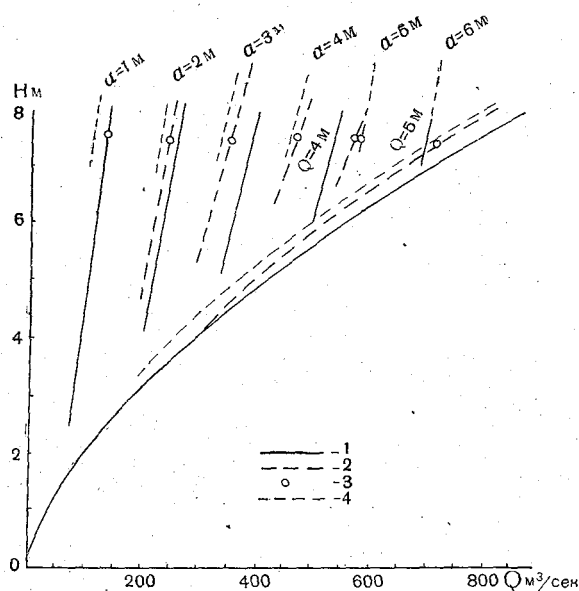


Рис. 139. Кривые пропускной способности водосливных отверстий плотины Усть-Каменогорской ГЭС.

1 — расчетные данные, 2 — по натурным данным, 3 — расход определен при натурных испытаниях, 4 — по данным моделирования.

Расходы воды измерялись вертушками непосредственно в створе порога водослива, перед щитами. В результате натурных испытаний оказалось, что данные их почти совпали с модельными. Фактическая пропускная способность водослива при малых открытиях щита (около 1 м) соответствует расчетной, при больших открытиях (около 2 м и больше) фактические расходы значительно ниже расчетных. При открытиях щита на 5 м эта разница достигает максимального значения и составляет около 20% от расчетного расхода (рис. 139).

Таким образом, подтвердились предположения о завышении

расходов воды через водосливные отверстия плотины, рассчитанных по теоретическим формулам.

При обработке материалов натуральных испытаний в Оргрэсе измеренные величины расходов воды через отверстия плотины при разных открытиях затвора подставлялись в формулы для расчета расхода воды:

1) для случая полного открытия щита

$$Q = m \sqrt{2gH^3},$$

2) для случая истечения из-под щита

$$Q = \varphi_{\varepsilon} h_{\text{щ}} b \sqrt{2gH}.$$

После подстановки полученных при тарировке данных коэффициенты в формулах при различных открытиях щита оказались следующими (табл. 47).

Таблица 47

Коэффициенты расхода по данным натуральных и модельных испытаний и принятые по справочникам для водосливных отверстий плотины Усть-Каменогорской ГЭС (по данным Оргрэс)

Открытие щита $h_{\text{щ}}$ м	Коэффициент расхода					
	натурные данные		данные модели		расчетные данные	
	φ_{ε}	m	φ_{ε}	m	φ_{ε}	m
1	0,585		0,570		0,585	
2	0,555		0,545		0,590	
3	0,540		0,532		0,599	
4	0,534		0,535		0,615	
5	0,524		0,527		0,650	
5,77 (полное)		0,448		0,431		0,485

Близкое совпадение модельных и натуральных данных хорошо видно на рис. 140, где изображена зависимость расхода воды от величины открытия щитов $Q=f(h_{\text{щ}})$. На этом графике все данные приведены к одному напору — 8 м.

По натурным испытаниям водосливных отверстий Киококской плотины в США коэффициент расхода m , принятый в проекте и равный 0,415, оказался заниженным на 15%. По натурным

исследованиям $m=0,465-0,485$, в зависимости от числа и положения открытых отверстий.

Измерениями Цимлянкой гидрометеорологической обсерватории было обнаружено, что расходы воды через водосливные отверстия Цимлянкой ГЭС, рассчитанные по существующим кривым водопропускной способности, на 18—20% завышены по сравнению с фактическими (рис. 141).

В 1958 г. Оргрэсом проводилась натурная тарировка водосливных отверстий Дубоссарской ГЭС; проведена натурная тарировка водосливных отверстий Каховской ГЭС.

Несмотря на необходимость натуральных тарировок водосливных отверстий плотин, в настоящее время проведение их из-за сложности, трудоемкости и высокой стоимости на каждой гидростанции зачастую не представляется возможным. Лабораторные исследования

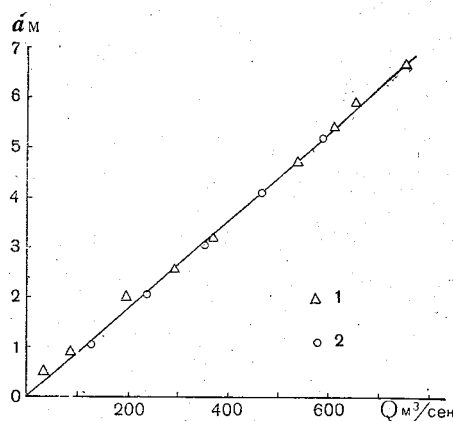


Рис. 140. Зависимость расхода воды от величины открытия шита. 1 — данные моделирования. $H=8$ м. 2 — натурные данные, приведенные к напору 8 м.

модели плотины для получения водопропускных характеристик плотины делаются почти для всех крупных ГЭС.

В качестве приближенной проверки правильности учета стока через водосливные отверстия могут быть измерения расходов воды в нижнем бьефе при постоянном открытии затворов плотины в течение нескольких часов для создания установившегося режима в нижнем бьефе. При соблюдении указанных условий гидрологической станцией Дубоссары был измерен расход в 3 км ниже Дубоссарской ГЭС. Он оказался равным $695 \text{ м}^3/\text{сек.}$ и был на 18 $\text{м}^3/\text{сек.}$, т. е. на 2,6%, меньше рассчитанного на ГЭС ($713 \text{ м}^3/\text{сек.}$).

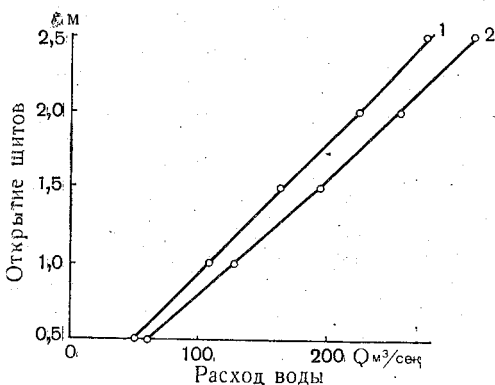


Рис. 141. Кривые $Q=f(h_{ш})$ для водосливных отверстий плотины Цимлянкой ГЭС. 1 — кривая измеренных расходов, 2 — проектная кривая.

Гидроэнергопроектом были измерены расходы воды в Морквашах (в 4 км ниже Волжской ГЭС), причем обнаружено, что в период значительных холостых сбросов через водосливные отверстия плотины расход по данным учета стока на ГЭС на 5—10% больше, чем измеренный на гидростворе Моркваша (табл. 48).

Таблица 48

Сопоставление расходов воды, измеренных Гидропроектом в Морквашах и по данным учета стока на ГЭС

Дата	Расход воды, измеренный на г/с Моркваша, Q м ³ /сек.	Расходы воды по данным учета на ГЭС			$\Delta Q = Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{изм}}$, м ³ /сек.	$\Delta Q \%$
		общий, м ³ /сек.	через турбины, м ³ /сек.	через плотину, м ³ /сек.		
15/IV	10 900	10 600	9 020	1 500	-300	-2,7
18/IV	11 200	10 950	9 350	1 520	-250	-2,2
23/IV	13 200	13 340	9 170	4 090	+140	+1,1
25/IV	14 060	15 200	9 570	5 550	+1140	+9,8
30/IV	17 250	16 690	5 760	10 850	-560	-3,2
4/V	20 500	19 586	6 826	12 660	+914	+4,5
10/V	24 900	25 435	9 225	16 100	+535	+2,1
13/V	24 400	26 816	9 414	17 292	+2416	+9,9
16/V	26 800	27 065	9 480	18 080	+265	+1,0
20/V	26 500	29 943	9 327	20 512	+3443	+12,9
23/V	28 500	31 034	9 770	21 204	+1584	+5,5
26/V	28 100	30 360	7 813	22 440	+2260	+8,1
29/V	29 100	31 777	10 017	21 660	+2677	+9,5
31/V	28 900	31 514	9 700	21 704	+2614	+9,0

Из таблицы видно, что в преобладающем большинстве случаев расходы воды по данным учета стока на ГЭС в период сброса больших расходов через плотину больше, чем измеренные в створе у Морквашей. Такой контроль возможен на большинстве ГЭС, если нижний бьеф не находится в подпоре от ниже расположенной плотины.

Кривые пропускной способности водосливных и водосбросных отверстий ГЭС

Кривые водопропускных характеристик водосливных отверстий строятся как зависимость расхода воды через отверстие при разных открытиях затвора от величины напора на пороге водослива или отметки уровня верхнего бьефа у ГЭС. Примеры различных кривых пропускной способности водосливных отверстий приведены на рис. 142—144.

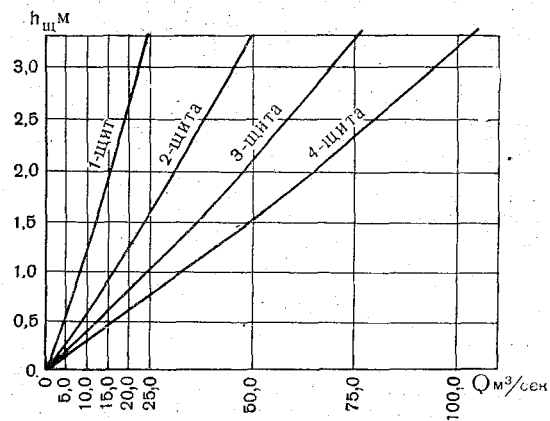


Рис. 142. График пропускной способности водосливных отверстий плотины при уровне верхнего бьефа 369,80 м.

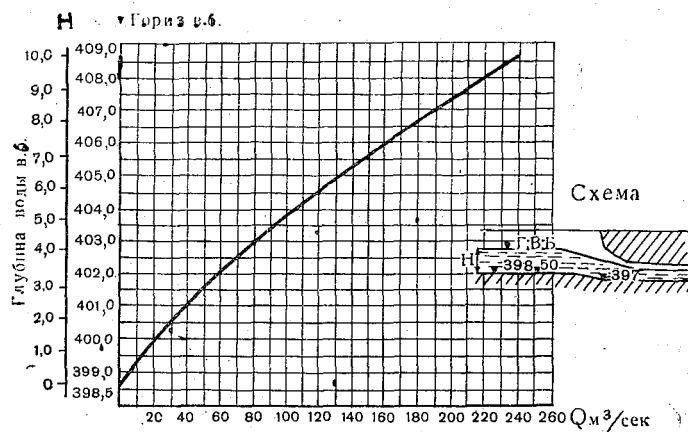


Рис. 143. График пропускной способности водосливной штольни.

Расчетная формула: $Q = mb \sqrt{2g} H^{\frac{3}{2}}$.

Расчет среднего суточного расхода воды через водосливные отверстия плотины

Расчет расхода воды, сбрасываемого в нижний бьеф через водосливные отверстия, выполняется обычно гидротехником гидроэлектростанции, а расчет среднего суточного расхода — в про-

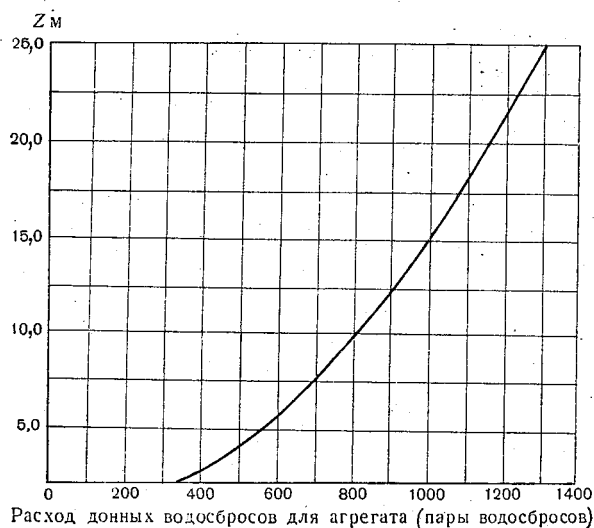


Рис. 144. Кривая пропускной способности донных водосбросов Куйбышевской ГЭС по данным модели в 1 : 40 МЭИ (при уровне нижнего бьефа $\geq 26,0$ м).

$$W = 3,38 \times 8,7 \times 2 = 58,8 \text{ м}^3 \quad Q = \mu W \sqrt{2gz}$$

Значения коэффициента расхода μ

$\frac{h_M}{z}$	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40
μ	0,895	0,935	0,965	0,983	0,992	0,998	1,00

изводственно-техническом или производственном отделе управления ГЭС.

Открытие и закрытие затворов производится по распоряжению дирекции или дежурного инженера ГЭС или районного энергоуправления. Степень открытия или закрытия затворов отмечается или по зубцам, находящимся в пазах затворов и расположенных на определенных расстояниях, или по специальному указателю, установленному на лебедке для маневрирования затворами.

Время открытия или закрытия затворов и степень открытия передается с плотины или головного узла сооружений деривационной ГЭС по телефону или с помощью сельсина на пульт управления ГЭС. На пульте управления ГЭС данные заносятся.

Журнал открытия и закрытия щитов плотины Днепровской ГЭС им. В. И. Ленина

Открытие щитов							Закрытие щитов						
№ щитов	дата	время	Уровень верхнего бьефа	положение щита	расход воды	подпись ДИС	№ щитов	дата	время	Уровень верхнего бьефа	положение щита	расход воды	подпись ДИС

в специальный журнал (обычно произвольной формы), а на некоторых ГЭС — в «суточную ведомость» (например, на Дубоссарской ГЭС); формы записи приведены в табл. 49—51.

Таблица 50

Пример записи открытия и закрытия затворов плотины Дубоссарской ГЭС в суточной ведомости

Рабочая смена	Затворы плотины							
	1	2	3	4	5	6	7	8
I			1 м 5 ¹⁵ —700	1 м 5 ¹⁵ —700				
II								
III								

На Волжской ГЭС время и степень открытия и закрытия затворов записывается в специальной книге на пульте управления ГЭС, а затем переносится в журнал маневрирования затворами (рис. 145).

На Кегумской ГЭС при наличии на плотине затворов разного типа запись ведется в журнале по форме, приведенной в табл. 51.

Порядок расчета среднего суточного расхода через водосливные отверстия плотины следующий:

1. Определяется расход воды через одно отверстие при данном его открытии.

а) При наличии кривых водопропускных характеристик отверстий с кривой снимается величина расхода воды при данном открытии и при данном уровне воды верхнего бьефа или величина напора над порогом отверстия (в зависимости от того, как построены кривые).

б) При отсутствии кривых водопропускных характеристик расход воды подсчитывается по формулам, рекомендованным для данных условий истечения и типа отверстия в техническом проекте ГЭС или специальном документе управления строительства ГЭС.

Например, для случая истечения из-под щита расчет производится по формуле

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2g \left(H_0 - \frac{h_{\text{щ}}}{2} \right)}$$

при μ , принятом равным 0,70.

Таблица 51

Журнал открытия и закрытия затворов плотины
(заполняется при каждом открытии затворов и в 00 ч. каждого суток)

Время, подпись ДИС	Время	Отметки уровня воды верхнего бьефа	Затворы плотины													Расход воды через все затворы, м ³ /сек.	Продолжи- тельность открытия затворов, ч. мин.	Объем воды, пропу- щенной через затворы, м ³	
			сегментные			клапан- ные	сегментные			сектор- ные									
			1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12				13
			а*																
			б																
			в																
			а																
			б																
			в																
			а																
			б																
			в																

* а — расход воды (м³/сек.) в начале открытия; б — открытие затворов; в — расход воды (м³/сек.) в конце откры-
тия (при уровне воды следующего открытия).

Дано: $h_{\text{ш}}=1,0$ м; $b=20$ м (ширина отверстия).

Отметка уровня верхнего бьефа — 50,9 м } следовательно,
 Отметка порога отверстия — 43,5 м } $H_0=7,4$ м.

$$Q = 1 \times 20 \times 0,70 \times 4,43 \sqrt{7,4 - 0,5} = 165,5 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

2. Вычисление расхода воды через все отверстия плотины (по кривым или по формулам) за время работы отверстий производится путем перемножения числа открытых отверстий одного типа с одинаковым открытием затворов на расход воды через одно отверстие (подсчитанный в п. 1) (табл. 52).

Таблица 52

Количество затворов	$h_{\text{ш}}$	Q м ³ /сек. через одно отверстие	Q м ³ /сек. через все отверстия
2	1,0	165,5	331
4	1,5	240	960
16	2,0	312	4992
16	2,5	372	5952

3. Определяется средний суточный расход через каждую группу отверстий одного типа с одинаковым открытием затвора по формуле:

$$Q_{1 \text{ ср. сут}} = \frac{Q \cdot t}{24},$$

где t — продолжительность работы отверстия с данным открытием в часах и долях часа.

Например:

1) Расход воды (Q_1) через 2 отверстия при открытии 1,0 м равен 331 м³/сек. при продолжительности работы отверстий 24 часа:

$$Q_{1 \text{ ср. сут}} = \frac{331 \cdot 24}{24} = 331 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

2) Расход воды (Q_2) через 4 отверстия при открытии 1,5 м равен 960 м³/сек. при продолжительности работы отверстий 20 часов:

$$Q_{2 \text{ ср. сут}} = \frac{960 \cdot 20}{24} = 800 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Таблица 53

Подсчет среднесуточного расхода воды через водосбросные отверстия гидроузла и турбины
Дубоссарской ГЭС за 196 . . . г.

Способ сброса воды	№ отверстия	Степень открытия отверстия, м	Время работы с данной степенью открытия, час		Продолжительность работы с данной степенью открытия, Т час	Средний уровень верхового бьефа за время работы с данной степенью открытия, Н _{в.б.} м	Действующий напор за время работы с данной степенью открытия, Н _{н.} м	Расход через отверстие при данной степени открытия, Q _{от.} м³/сек.	Объем стока за время работы с данной степенью открытия, W _{от.} м³	Объем стока за сутки W _{сут.} м³	Средний расход за сутки Q _{ср. сут.} м³/сек. = $\frac{W}{24}$
			от	до							
Через плотины	1										
	2										
	3										
	4										
	5										
	6										
	7										
Через водосбросы	1										
	2										
	3										
	4										
Через турбины	1										
	2										
	3										
	4										

Составил

Проверил

Итого по отверстиям
Суммарный расход утечек
Всего по отверстиям
Расход фильтрации

3) Расход воды (Q_3) через 16 отверстий при открытии 2,0 м равен 4992 м³/сек. при продолжительности работы отверстий 12 ч. 30 м., т. е. 12,5 часа,

$$Q_{3 \text{ ср. сут}} = \frac{4992 \cdot 12,5}{24} = 2600 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

4) Расход воды (Q_4) через 16 отверстий при открытии 2,5 м равен 5952 м³/сек. при продолжительности работы отверстия 14 ч. 12 м., т. е. 14,2 часа,

$$Q_{4 \text{ ср. сут}} = \frac{5952 \cdot 14,2}{24} = 3522 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

4. Подсчитывается средний суточный расход через всю плотину путем суммирования средних суточных расходов через все отверстия:

$$Q_{\text{ср. сут. плот}} = Q_{1 \text{ ср. сут}} + Q_{2 \text{ ср. сут}} + Q_{3 \text{ ср. сут}} + Q_{4 \text{ ср. сут}}$$

В нашем примере:

$$Q_{\text{ср. сут. плот}} = 331 + 800 + 2600 + 3522 = 7253 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

В табл. 53 приводится форма записи подсчета среднего суточного расхода через водосливные отверстия плотины Дубосарской ГЭС.

5. УЧЕТ РАСХОДА ВОДЫ НА ФИЛЬТРАЦИЮ И ПРОЧИХ СОСТАВЛЯЮЩИХ РАСХОДА ВОДЫ НА ГИДРОУЗЛАХ

Установление величины расхода воды на фильтрацию

Расход воды на фильтрацию через сооружение (через тело, облицовку, швы), под сооружением и в обход его рассчитывается при составлении технического проекта сооружения и при его эксплуатации принимается постоянным или переменным в зависимости от отметки уровня воды в водохранилище. Однако современные методы расчета фильтрации не могут учесть всех конкретных условий и для установления величины фильтрационного расхода необходимы наблюдения и измерения фильтрации в натуре.

Измерения фильтрационных расходов через плотину производятся или в потерне плотины или по выходе дренажных вод из плотины. Измерение фильтрационных вод производится или объемным способом или по производительности насосов, откачивающих воду. При измерении объемным способом отмечается время заполнения сосуда определенного объема и расход рассчитывается путем деления этого объема на продолжи-

тельность наполнения в секундах. На некоторых ГЭС измерения производятся с помощью водосливов. Определение фильтрации в потерне производится обычно один раз в 10—15 дней, иногда — один раз в месяц.

Расход фильтрации через тело плотины обычно незначительный (табл. 54) и при обнаружении большой фильтрации сразу же принимаются меры к ее ликвидации.

Таблица 54

Расходы воды, измеренные в отводящих каналах глубинного дренажа плотины Цимлянской ГЭС (1957 г.)

Дата замера	26/V	27/VI	27/VII	26/VIII	26/IX	26/X	26/XI	26/XII
Расход воды, л/сек.	1054	1124	1105	1059	1030	937	912	902

Таблица 55

Средние суточные фильтрационные расходы, принимаемые в расчет среднего суточного расхода различных ГЭС

№ пп.	Название гидроэлектростанции	Средний суточный фильтрационный расход, м ³ /сек.	Примечание
1	Камская ГЭС	30	Фильтрационный расход по фронту и в обход земляных и бетонных гидротехнических сооружений и утечки через направляющий аппарат неработающих турбин и плотину
2	Волжская ГЭС	80	
3	Каховская ГЭС	30	
4	Рыбинская ГЭС	5	
5	Угличская ГЭС	Несколько кубометров в секунду	Фильтрация по фронту и в обход земляных и бетонных сооружений
6	Кегумская ГЭС	То же	То же Фильтрация по фронту и в обход плотины по показаниям пьезометров разгрузочных скважин
7	Перервинская ГЭС	Практически отсутствует	
8	СеванГЭС	0,05—0,10	Дренажные воды
9	ГюмушГЭС	0,03—0,04	
10	КанакерГЭС	0,10—0,20	
11	ЧитахевиГЭС	0,015	
12	АЦГЭС	0,013	
13	10-я ГЭС	—	Фильтрация не учитывается вследствие ее ничтожной величины за I—IX 1957 г. } По оценке управления ГЭС за X—XII 1957 г. } Только через тело плотины по измерениям расходов воды в отводящих каналах глубинного дренажа
14	Цимлянская ГЭС	4	
	То же	4,5	
	"	~1	

Общепринятой методики наблюдений за фильтрацией в обход сооружения и под ним нет. На целом ряде сооружений ведутся наблюдения над изменением уровня в пьезометрах.

Сотрудниками Каховской ГЭС измерялись расходы ключей, выбивающихся из берегов в нижнем бьефе ГЭС, и исследовалось изменение химического состава их вод. Исследования показали, что химический состав воды ключей одного из берегов сильно изменился, концентрация солей увеличилась в несколько десятков раз. На другом берегу этого явления не отмечалось. Однако объем фильтрационного потока в обход сооружения не был определен, так как дебит всех ключей до постройки ГЭС не был известен.

В табл. 55 приведены величины средних суточных фильтрационных расходов, принимаемых на разных ГЭС.

На Волжской ГЭС расход воды на фильтрацию по проектным данным принят равным $80 \text{ м}^3/\text{сек.}$ и включает в себя потери воды через тело плотины, через основание бетонной плотины и гидростанцию и в обход гидроузла, а также потери на фильтрацию через неплотности затворов и направляющие аппараты неработающих турбин.

На ГЭС очень часто в расход фильтрации включают и утечки через неплотности затворов водосливных отверстий плотин, через направляющий аппарат неработающих турбин и закрытые шлюзные ворота.

Установление размера утечки через неплотности затворов водосливных отверстий плотин и направляющие аппараты неработающих турбин

Размер утечек через неплотности затворов водосливных отверстий в отдельных случаях может достигать десятков кубометров в секунду. Например, утечки через неплотности затворов Надвоицкой плотины (каскад выгских ГЭС) составляют обычно $22\text{—}25 \text{ м}^3/\text{сек.}$ Эта величина была получена путем измерения расхода воды через ниже лежащую Шаваньскую плотину при отсутствии боковой приточности между ними на расстоянии меньше 10 км и полностью закрытых затворах Надвоицкой плотины. В данном случае затворы не уплотняются, так как по условиям эксплуатации сооружений в нижнем бьефе плотины нужен определенный расход воды.

Обычно же при обнаружении больших утечек через неплотности затворов они уплотняются настолько, чтобы сделать утечки минимальными. Например, через затворы водосливных отверстий Днепрогэс им. В. И. Ленина утечек нет совсем. Размер утечек всегда больше через затворы часто работающих отверстий.

Измерения утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотин крупных ГЭС на практике производятся весьма редко. Обычно делается визуальная оценка утечек, а иногда ориентировочные подсчеты, учитывающие длину периметров швов уплотнения и вероятную удельную величину расхода воды в этих швах.

Непосредственное измерение утечек воды через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин производится в редких случаях. Измерения возможны только при капитальном ремонте турбин, когда отсасывающая труба не наполнена водой или трубопровод не заполняется водой из напорного бассейна. Например, дирекцией РионГЭС 28—29/III 1956 г. были измерены величины утечек воды через дроссельный затвор и направляющий аппарат турбин.

Для этого с каждого агрегата снималась нагрузка. Отводные камеры закрывались двумя шандорами и перелив воды, проходящей через дроссельный затвор или направляющий аппарат, осуществлялся через треугольный водослив, укрепленный на верхнем шандоре. Результаты измерения представлены в табл. 56.

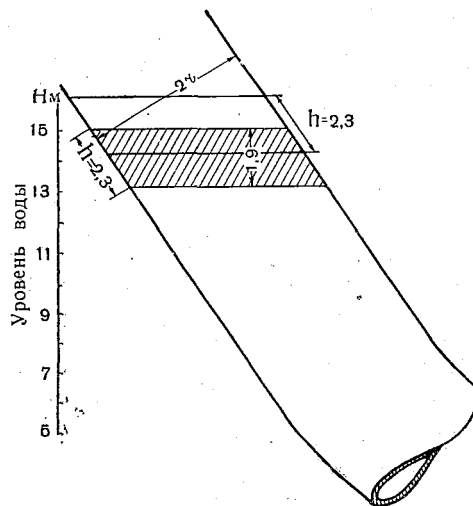


Рис. 146. Определение утечек через направляющий аппарат неработающих турбин.

Таблица 56

Расходы утечек воды через направляющие аппараты и дроссельные затворы, измеренные на РионГЭС

№ турбины	Расход утечек через направляющий аппарат, м ³ /сек.	Расход утечек через дроссельный затвор, м ³ /сек.
1	1,67	0,34
2	1,30	0,18
3	1,12	0,10
4	1,67	0,14

На Князегубской ГЭС А. В. Гатиняном были измерены утечки через закрытые направляющие аппараты двух турбин. При ремонте турбин вода из напорного трубопровода была

спущена и щиты из напорного бассейна в трубопровод полностью закрыты. Затем в трубопровод насосами была накачана вода до определенного уровня. Через некоторый промежуток времени уровень воды в трубопроводе понизился вследствие утечек через направляющий аппарат турбины. По объему вытекшей воды и времени между начальным и конечным отсчетами уровня был вычислен расход воды через неплотности направляющего аппарата (рис. 146). В этот расход были введены поправки на утечки через щиты из напорного бассейна в трубопровод и сделана привodka к действующему напору (так как при определении утечки через направляющий аппарат трубопровод был наполнен не до отметки уровня в напорном бассейне).

В результате расход через направляющий аппарат одной турбины оказался равным 45,5 л/сек., другой турбины — 26,6 л/сек. На Осиповичской ГЭС в результате 4 измерений утечки через направляющие аппараты турбин приняты равными 0,58 м³/сек.

Часто утечки через направляющие аппараты турбин берутся на ГЭС по проектным данным, в которых они рассчитываются на основе норм утечек для определенного размера лопаток направляющих аппаратов по гидравлическим формулам.

При расчете средней суточной величины утечек принимается во внимание число часов остановок турбин.

В табл. 57 приведены величины утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотин и направляющих аппаратов турбин, принимаемые на разных ГЭС в результате измерений или расчетов.

Расчет расхода воды через рыбоходы

Расход воды через рыбоходы обычно мал; величина его зависит от конструкции рыбохода. В случае рыбоходов-лотков, как, например, на Кегумской ГЭС, на Н.-Тулумской ГЭС, расход воды по проектным данным равен 0,5 м³/сек. (Кегумская ГЭС) и 1—1,5 м³/сек. (Н.-Тулумская ГЭС). В случае рыбоподъемников, как, например, на Янискоски ГЭС, расход воды зависит от величины рыбоподъемника и запроектированного расхода, равного от 1 до 10—20 м³/сек. В случае рыбоходов-шлюзов, как, например, на Цимлянской ГЭС, расход воды рассчитывался или по числу шлюзований или по выработке и напору для турбинки, накачивающей воду в шлюз. Для рыбохода Цимлянской ГЭС расход воды в зависимости от напора изменяется в пределах от 30 до 50 м³/сек. При расчете расхода воды через рыбоходы учитывается продолжительность их работы.

Таблица 57

Размеры утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотин и направляющие аппараты неработающих турбин

№ п/п.	Название ГЭС	Утечки через неплотности затворов водосливных отверстий плотин, м ³ /сек.	Утечки через направляющий аппарат неработающих турбин, м ³ /сек.	Способ определения утечек через затвор
1	Угличская	1,3	2	По гидравлическим формулам
2	Перервинская	0,9		
3	Иваньковская	0,5	1,3	Через направляющий аппарат неработающих турбин по проектным данным
4	Днепрогэс		0,600 0,150	
5	Князегубская турб. 3 турб. 1		0,027 0,046	По данным измерений, проведенным А. В. Гатиняном
6	РионГЭС 1 турб. + + дроссель 2 турб. + дроссель 3 турб. + 4 турб. +		1,67+0,34 1,30+0,18 1,12+0,46 1,67+0,14	
7	Дубоссарская	2-3		Визуально
8	Н.-Тулумская	2		Визуально с учетом фильтрации
9	РаякоскиГЭС	0,5		Визуально
10	Надвоицкая плотина	20-25		По замерам через плотину в нижнем бьефе ГЭС. По данным Т. Л. Золотарева [36] через турбинные затворы и направляющий аппарат неработающих турбин
11	Ульбинская		до 15% от расчетного	
12	Осиповичская		0,58	Среднее из 4 измерений
13	Стеблевская		0,66	При закрытых турбинах и закрытых уплотненных щитах водослива
14	ЗаГЭС		0,008	

Расчет расхода воды на шлюзование

Расходы воды на шлюзование рассчитываются обычно сотрудниками управления шлюза и передаются затем в дирекцию ГЭС для суммирования с общим расходом в створе гидротехнических сооружений.

Расход воды на одно шлюзование рассчитывается по объему сливной призмы. Средний суточный расход на шлюзование определяется из формулы:

$$Q_{\text{шлюз}} = \frac{Wn}{86400},$$

где W — объем сливной призмы, n — число шлюзований за сутки, 86 400 — число секунд в сутках.

Высота сливной призмы определяется по среднему за данные сутки напору, а в случаях резких колебаний уровня (в бьефах) — по напору, соответствующему моменту шлюзования.

Таким же образом рассчитывается расход воды через плотходы типа шлюза, как, например, на Кегумской ГЭС.

На некоторых ГЭС учет стока через плотходы производится по кривым пропускной способности отверстий, составленным по гидравлическим формулам (например, на РинГЭС). Расчет среднего суточного расхода воды при этом производится так же, как в случае сброса через водосливные отверстия плотин.

Расчет расхода воды на собственные нужды ГЭС

Расход воды на собственные нужды ГЭС берется по проектным данным с учетом числа работающих агрегатов. Обычно средний суточный расход воды на собственные нужды ГЭС не рассчитывается. Вычисляется лишь объем воды за месяц и затем уже средний месячный расход. Расход на собственные нужды ГЭС обычно составляет несколько десятых кубометра в секунду и лишь для высоконапорных ГЭС с малым расчетным расходом может составить заметные доли процента от общего расхода.

Расчет расхода воды на водоснабжение городов и промышленности

Водозабор из водоприемника на нужды городов и промышленности учитывается отделами Водкоммунхоза и сообщается по запросу ГЭС или подразделения Гидрометслужбы (гидрологической опорной станции, гидрометобсерватории или управления Гидрометслужбы). Учет забираемой воды ведется или по данным характеристик пропускной способности насосов с учетом числа часов их работы или с помощью водомеров.

Таблица 58

Волжская ГЭС им. В. И. Ленина
Водно-энергетические показатели
месяц 196 . . . г.

Дата	Число часов работы станции	Выработка активной энергии		Выработка реактивной энергии		Расход энергии на собственные нужды	Расход энергии на хозяйственные нужды	Отпущено в сеть	Отпущено в Москву, тыс. квт-ч	Отпущено Куйбышеву, тыс. квт-ч	Отпущено на Урал, тыс. квт-ч	Нагрузка, мвт				
		за сутки, квт-ч	с начала месяца	за сутки, квт-ч	с начала месяца							макс.	мин.	средн.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
ср. по водохр.	У ГЭС	Уровень нижнего бьефа, м	Напор брутто, м	Перепады на решетках, м	Напор нетто, м	Расход через аппараты, м³/сек.	Расход через водосливную плотины, м³/сек.	Расход на фильтр-рацию, м³/сек.	число шлюзований	расход, м³/сек.	Шлюз	Суммарный расход воды, м³/сек.	Приток в водохранилище, м³/сек.	Объем водохранилища, млн. м³	Площадь водохранилища, км²	Примечание

Гидроэнергетический отчет

за

Гидроагрегаты

1	2	3	4		6	7		9	10	11	12	
			часов	минут		средняя нагрузка, мвт	среднесуточная отметка, м					
							верхний бьеф					нижний бьеф
объект	№ агрегата	выработка, мвт-ч	продолжительность работы агрегата		средняя нагрузка, мвт	среднесуточная отметка, м		среднесуточный напор, брутто, м	потеря напора, м	среднесуточный напор, нетто, м	среднесуточный расход через турбину, м ³ /сек.	
Регулирующее сооружение Нискаоски												
	ГЭС-5	1										
		2										
		3										
	ГЭС-6	1										
		2										
3												

Расчеты производил

Начальник Г. Ц.

Расчет расхода воды на орошение

Расчет расхода воды, забираемой из водохранилища на орошение, производится местным отделением Водхоза по водопропускным характеристикам затворов, перекрывающих канал при выходе из водохранилища. Средние суточные расходы воды на орошение раз в месяц передаются в дирекцию ГЭС.

6. СВОДКА ДАННЫХ О ВОДНОМ РЕЖИМЕ РЕКИ НА ГЭС

В производственно-технический отдел управления ГЭС (на некоторых ГЭС его называют эксплуатационным) поступают все сведения о величине расхода воды через отдельные сооружения гидроэлектростанций или данные для их подсчета. Сюда передаются с пульта управления ГЭС суточные ведомости, журналы открытия и закрытия затворов плотин, поступают сведения из гидроцеха о величине перепадов на решетках, из управления шлюза о количестве шлюзований за сутки или о величине среднего суточного расхода воды на шлюзование. В тех случаях, когда в производственно-техническом отделе производится расчет водного баланса водохранилища ГЭС, в отдел поступают сведения об уровнях на постах водохранилища, сведения о боковой приточности (от УГМС, ГМО или иногда от ведомственных организаций), о заборе воды из водохранилища для орошения и водоснабжения городов и промышленности.

Все данные о расходах воды в створе гидротехнических сооружений, учитываемых на ГЭС, в производственно-техническом отделе заносятся в два основных документа: в ведомости водноэнергетических показателей (характеристик) и месячный отчет (форма 4-РГ).

Ведомость водноэнергетических показателей составляется за месяц обычно в произвольной форме и включает средние суточные расходы воды (всех составляющих расхода через створ гидротехнических сооружений), средние суточные уровни верхнего и нижнего бьефов, данные о выработке электроэнергии (табл. 58); в редких случаях подобная ведомость составляется ежедневно (табл. 59). Обычно в эту же ведомость вносятся данные о средних суточных уровнях на постах водохранилища, расчет аккумуляции или сброски водохранилища, бытового притока в него, сведения о боковой приточности. По данным этой ведомости можно проследить весь процесс подсчета полного расхода воды в створе ГЭС. Эта ведомость составляется на ГЭС с целью планирования водопотребления и учета имеющихся водных ресурсов.

Месячный отчет по форме 4-РГ включает сведения о месячном объеме притока, общего стока через ГЭС, объема воды на выработку энергии, холостые сбросы, утечки, собственные нужды ГЭС и т. д. Этот отчет в начале месяца высылается в районное энергоуправление.

Глава IV

УЧЕТ СТОКА НА МАЛЫХ ГЭС

1. ЦЕЛИ И СОСТОЯНИЕ УЧЕТА СТОКА

Общее число действующих малых ГЭС в СССР превышает 6000 [42], из них около 400 ГЭС являются государственными. Средняя установленная мощность ГЭС последней группы составляет примерно 400 квт. Большая часть малых ГЭС расположена на Европейской территории СССР. Государственные ГЭС находятся в основном в ведении Главсельэлектро МСХ и его областных контор; эти же конторы управляют и арендованными у колхозов ГЭС. Государственные и арендованные ГЭС по состоянию сооружений и по наличию на них штата квалифицированных работников представляют наиболее подходящие объекты для организации в их створах постоянных стоковых пунктов, если к тому имеется гидрологическая необходимость. Эта необходимость определяется прежде всего потребностью в сведениях о стоке данной реки для обеспечения гидрологическими расчетами и данными всех водохозяйственных мероприятий в районе, прилегающем к реке, и сооружений на этой реке и на соседних неизученных реках, находящихся с нею в однородных природных условиях.

Малые реки изучены недостаточно; изучение стока производилось и производится на немногих (особенно в Сибири) малых реках. Поэтому следует дорожить начатыми наблюдениями за стоком на малых реках и стремиться продолжать их и в случае зарегулирования той или иной реки малыми ГЭС. Последние, создавая условия неустановившегося режима на реках, большей частью работают при суточном регулировании стока, которое, по существу, мало сказывается на общем режиме стока реки, хотя и существенно влияет на производство наблюдений на постах обычного типа вследствие суточного перераспределения расходов воды. Регулярные данные о стоке на малых реках необходимы и для ГЭС в целях обеспечения лучших условий эксплуатации (в частности, для регулирования попусков из водохранилищ и бьефов отдельных ГЭС в случае каскадов), создания базы для гидропрогнозов и

обеспечения этим самым более обоснованного планирования выработки и ее увеличения. Из-за недооценки учета стока на сотнях малых ГЭС теряются «по мелочам» многие миллионы киловатт-часов электроэнергии в год. Нам приходилось убеждаться на опыте, что на каскадах ГЭС, где не первый год существует диспетчерская служба, незнание точных величин стока в створах ГЭС не позволяет диспетчерам достаточно

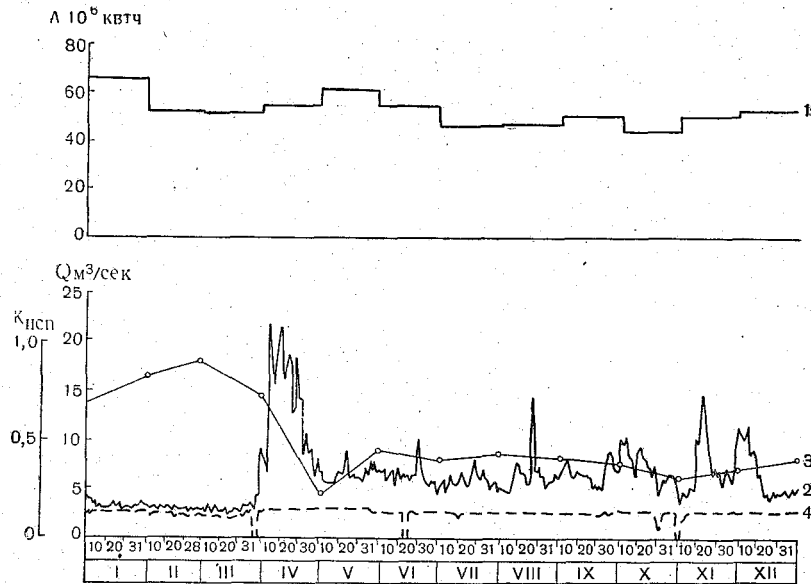


Рис. 147. Отчетный график по ГЭС.

1 — выработка, 2 — расходы воды, 3 — коэффициенты использования водотока, 4 — полезные расходы воды.

обоснованно определять сроки действия и остановки отдельных ГЭС (для накопления воды в их верхних бьефах) и увязывать их работу между собой. Суточные поступления воды с верхних ГЭС к нижним систематически колебались в значительных пределах не из-за изменений в питании реки, а вследствие неправильного диспетчерского управления регулированием стока, и в результате в некоторые дни воды на нижних ГЭС не хватало для работы турбин на оптимальном режиме, а в другие дни, смежные с первыми, наблюдался приток излишней воды, которая не могла быть пропущена турбинами и поневоле сбрасывалась.

Наглядным документом с истинными показателями эффективности работы ГЭС является не только и не столько график выработки энергии, сколько график выработки энергии, совмещенный с гидрографом и графиком коэффициентов.

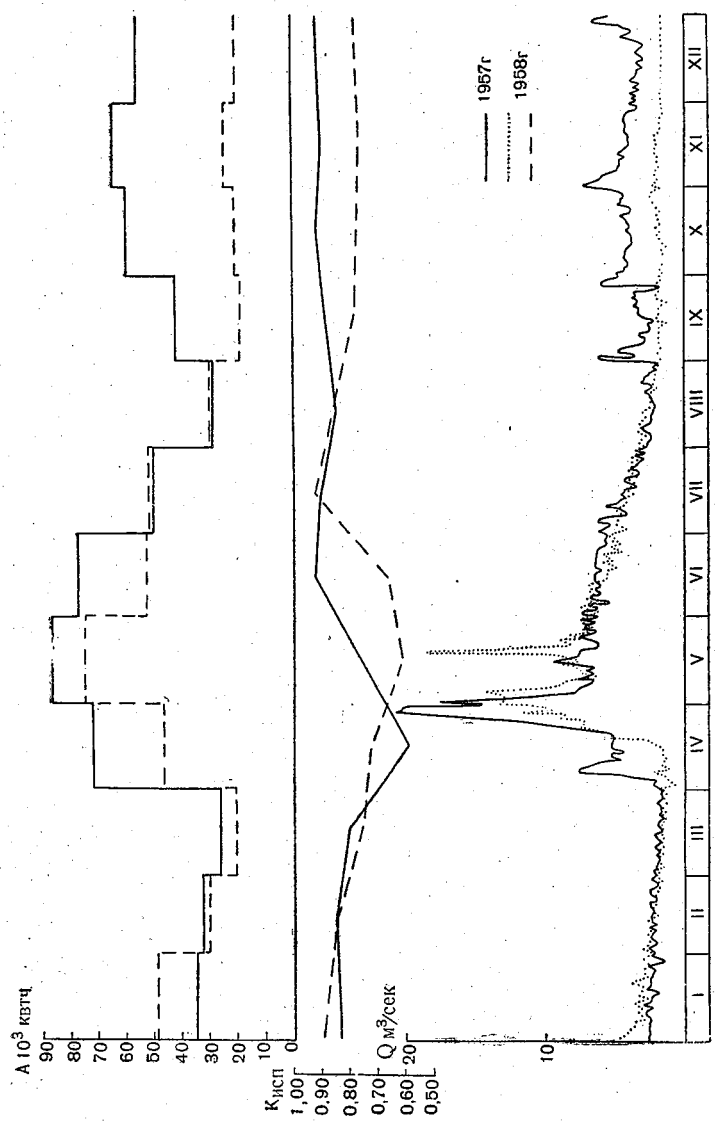


Рис. 148. Отчетные графики по ГЭС за 2 года.

использования водотока. На рис. 147 изображен подобный отчетный график для одной малой ГЭС за год, близкий по водности к среднему. На графике видно, что установленная мощность ГЭС занижена, и в данном створе можно выработать больше энергии. В настоящее время ГЭС переоборудована и мощность ее увеличена вдвое.

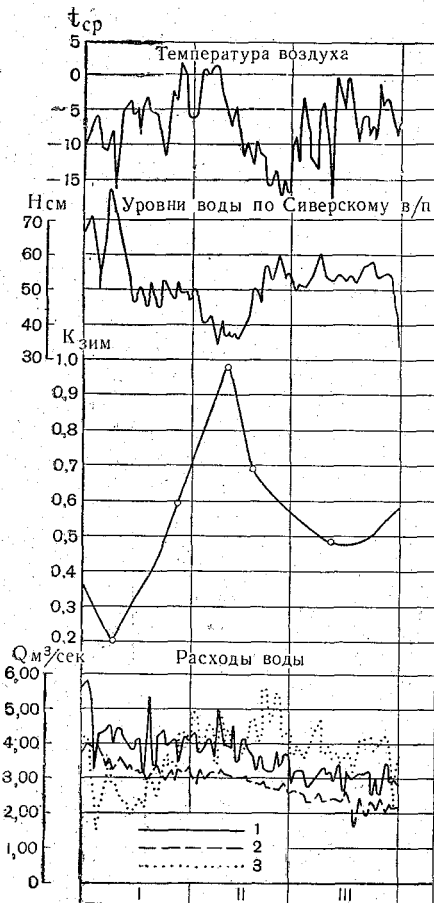


Рис. 149. Результаты подсчета зимнего стока р. Ореж (1955 г.).

Совмещенный график выработка—сток должен строиться не только для годового отчета, но и в порядке повседневной отчетности. Это помогает вскрывать и устранять текущие неполадки в работе. На рис. 148 изображены графики месячных выработок и средних месячных расходов воды на одной малой ГЭС за два года. Из них 1958 г. был маловоднее 1957 г., и выработка в 1958 г. в общем закономерно ниже, чем в 1957 г., однако снижение выработки в мае и июне 1958 г. против таковой в 1957 г. уменьшением стока объяснено быть не может. Проверкой установлено, что в эти месяцы на ГЭС был неисправен кабель к одной из групп потребителей энергии, и ГЭС работала по этой причине на неполной мощности. Очевидно, при повседневном контроле причину неполадки можно было устранить скорее, чем это было сделано.

Стокные пункты на ГЭС обеспечивают в условиях малых рек большую надежность наблюдений и данных по стоку, чем на русловых постах, особенно в периоды зарастания русла и при ледовых явлениях. Действительно, применение на русловых постах способа коэффициентов $K_{зар}$ и $K_{зим}$ для подсчета стока в условиях зарастания и переменных ледовых явлений ненадежно, так как для применимости этого способа необходима предпосылка о равномерности в изменениях сопротив-

ления русла и особенно шероховатости ледяного покрова протеканию водного потока в промежутках времени между смежными измерениями расходов воды. При искусственном водном режиме с резкими, иногда неоднократными изменениями величин расходов воды в течение суток в нижних бьефах ГЭС упомянутая равномерность нарушается и подсчет стока становится неточным; даже если опорные точки, в частности $K_{\text{зар}}$ и $K_{\text{зим}}$, более или менее отвечают действительности.

Приведем пример. На р. Оредеж регулярный учет стока проводится в створах двух ГЭС — Даймищенской и Сиверской — и на посту обычного типа, расположенном в 3 км ниже Сиверской ГЭС. Неравномерный режим расходов воды на Сиверской ГЭС сказывается на зимних явлениях на посту. На рис. 149 приведены графики суточных температур воздуха и уровней $K_{\text{зим}}$ по посту, а также гидрографы по посту, по Сиверской ГЭС и для сравнения по Даймищенской ГЭС за январь—март 1955 г.

Из гидрографов видно, что сток по посту и сток по Сиверской ГЭС не согласуются между собой; значительная невязка наблюдается даже в среднемесячных расходах воды (в м³/сек):

	F км ²	I	II	III
по посту	370	3,05	4,34	—
по Сиверской ГЭС	351	4,23	3,82	3,07
по Даймищенской ГЭС	230	3,29	2,93	2,31

Сток по Сиверской ГЭС подтверждается данными по Даймищенской ГЭС и согласуется с ходом температур. Невязка объясняется неточностями в данных измерений и в подсчете стока на посту в условиях появления (в первой декаде января) и быстрого исчезновения (во второй декаде) шуги с одновременным резким падением уровня. При подсчете применялась, как обычно, прямая интерполяция $K_{\text{зим}}$, не отражавшая резкого падения уровня, что и вызвало занижение январского стока на посту. Подобные невязки довольно типичны для малых рек при указанных условиях.

Сточные пункты на ГЭС могут служить первоочередными информационными постами по стоку, и данные об ежедневных расходах воды с них можно получать круглый год по телефону или телеграфу уже в готовом виде (если подсчет расходов воды производится на ГЭС) или в виде данных о выработке или открытии турбин и щитов, по которым расход подсчитывается запрашивающей организацией; подобная возможность проверена на опыте нескольких лет работы сточных пунктов в створах ГЭС Гатчинского каскада на р. Оредеж. С постов обычного типа такого рода информации в условиях неустойчивости связи Q и H (на малых реках это обычное явление) получать нельзя.

В результате необходимо признать, что перенос и организация заново стоковых наблюдений в створах малых ГЭС в случаях, где для этого имеется гидрологическая необходимость в широком смысле этого слова, диктуются многими вескими соображениями.

В деле учета стока на малых ГЭС Гидрометслужбе принадлежит не только контрольно-консультативная, как на крупных ГЭС, но и организующая роль (рис. 150).

Методическая сторона учета стока разрабатывается главным образом в ГГИ на основе данных тарифов, опыта организации и проведения регулярного учета стока на ряде малых ГЭС

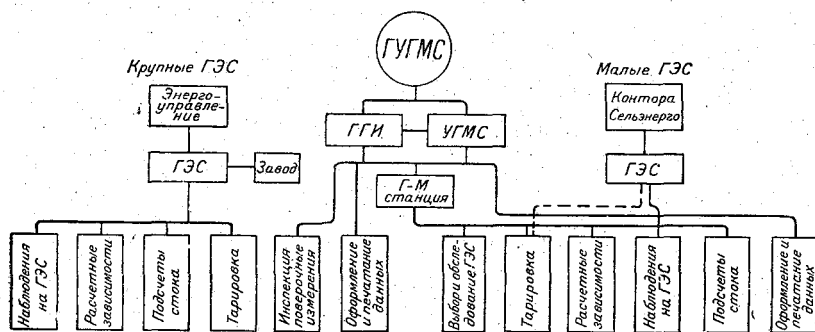


Рис. 150. Организация учета стока на ГЭС.

в последние годы. Рекомендации по учету стока были изданы в 1953 г. в виде Методических указаний № 34 и затем в дополненной и переработанной форме помещены в «Наставлении гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 6, ч. I и ч. III [49,50]. Некоторые данные содержатся, кроме того, в отдельных статьях [43—46].

Непосредственная организация учета стока на местах принадлежит УГМС. Тарифовка ГЭС должна осуществляться силами работников гидрологических станций. Очевидно, организация стоковых пунктов в створах ГЭС должна быть связана с реорганизацией сети в целом и проводиться планомерно. Это дело развивается в общем медленно главным образом по причине отсутствия опыта у местных работников и недостаточной инициативы со стороны руководства УГМС и Сельэлектро. Более активно действуют УГМС Украинской ССР, Северо-Западное и последнее время Верхне-Волжское УГМС. Число протарифованных ГЭС на 1/I 1958 г. равнялось 30, регулярный учет стока производился на 12 ГЭС. Ежедневные расходы воды по ГЭС Гатчинского каскада на р. Оредеж (Ленинградская область), организация учета стока на которых осуществлена ГГИ, печатаются в Гидрологических ежегодниках (т. I, вып. 0—3) с 1952 г.

Кроме того, печатаются данные по стоку на ряде малых ГЭС Украины, в частности на ГЭС Корсунь-Шевченковского каскада на р. Рось, где учет стока организован силами ГЭС еще до тарифовки, произведенной УГМС, внесшей серьезные поправки в первоначальные расчетные зависимости.

Состав мероприятий по учету стока

Правильная организация учета стока на малых ГЭС предполагает проведение следующих мероприятий:

1. Планирование сети стоковых пунктов в створах ГЭС в масштабе УГМС.

2. Обследование ГЭС на техническую возможность ее тарифовки и организации учета стока.

3. Организация регулярных наблюдений для учета стока на ГЭС.

4. Тарифовка ГЭС.

5. Составление расчетных зависимостей для регулярного подсчета стока на ГЭС.

6. Подсчеты стока.

7. Оформление и печатание данных по стоку в створе ГЭС.

8. Текущий контроль учета стока.

Первое из указанных мероприятий проводится с целью отбора ГЭС на определенной территории, все остальные мероприятия касаются отдельных ГЭС из числа отобранных. Мероприятия, указанные в пп. 2, 3 и 4, относятся к разряду полевых работ, в пп. 5, 6 и 7 — камеральных работ, а мероприятие в п. 8 связано прежде всего с полевыми работами, но может потребовать и камеральных исправлений расчетных зависимостей и подсчетов стока.

Планирование учета стока на малых ГЭС

Планирование сети стоковых пунктов на ГЭС следует проводить, естественно, в пределах территорий, подведомственных отдельным УГМС. Для этого должны быть собраны в сельэлектро заново или уточнены сведения о всех действующих и строящихся ГЭС и все ГЭС наносятся на карту опорной сети, на которой следует выделить особым обозначением реки и участки рек, искусственно зарегулированные гидротехническими сооружениями, т. е. в основном малыми, а также крупными ГЭС.

Государственные и арендованные ГЭС должны быть также выделены среди общей массы ГЭС. Карта может служить наглядным пособием при решении вопроса о реорганизации сети. Сведения по ГЭС должны быть достаточными для предварительной оценки их пригодности для организации на ГЭС стоковых пунктов. Отбору ГЭС, на которых следует органи-

зывать учет стока, предшествует анализ гидрологической целесообразности дальнейшего изучения стока на конкретных искусственно зарегулированных реках. В случае признания необходимости дальнейшего изучения решается вопрос, каким путем продолжать такое изучение на той или иной реке — на старом ли русловом посту или на новом посту в русле или в створе ГЭС. При этом желательно, чтобы наблюдения за стоком были перенесены в створ ГЭС и могли производиться там беспрепятственно круглый год. Но бывают случаи, когда

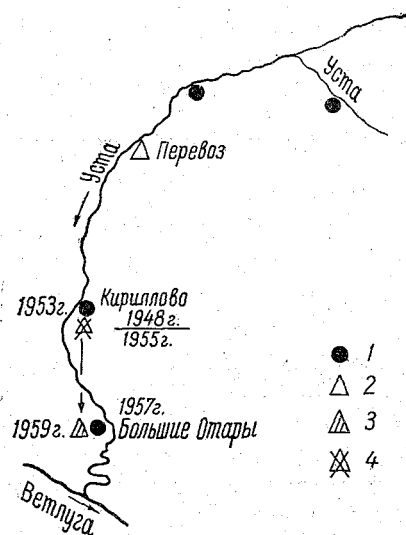


Рис. 151. Схема расположения водпостов и ГЭС на р. Усте.
1 — ГЭС, 2 — водомерный пост, 3 — действующий стокосный пункт, 4 — закрытый стокосный пункт.

взамен старого руслового поста приходится организовывать комбинированный стокосный пункт с наблюдениями за стоком в течение одного периода в году на ГЭС и другого — на русловом посту. Такие случаи имеют место, когда ГЭС затопляется в период весеннего половодья или водный поток обходит ее в это время года. Тогда ГЭС может служить стокосным пунктом в течение всего года, кроме весны, когда наблюдения производятся на посту обычного типа. Надо заметить, что планирование учета стока на ГЭС совсем не обязательно во всех случаях связывать с упразднением штатных единиц водомерных наблюдателей с закрываемых русловых постов. Такое понимание дела может повредить получению надежных данных по стоку на

ГЭС. Все зависит от условий и объема наблюдений. В одних случаях можно одновременно с закрытием руслового поста упразднить и штатную единицу, а в другом — ее следует передать ГЭС.

При планировании необходимо запросить соображения конторы сельэлектро или энерготопливного управления, если сельэлектро в него входит, и согласовать мнение последнего с планом.

Приведем пример реорганизации применительно к одному речному объекту.

В Горьковской области на р. Усте (приток р. Ветлуги) построен каскад из 9 малых ГЭС. Река сплавная. Стокосный пункт Кириллово, действовавший с 1948 г., с 1955 г. оказался расположенным ниже Кирилловской ГЭС в условиях явно

выраженного неустановившегося режима. В 1957 г. вступила в строй Большеотарская ГЭС, расположенная ниже Кирилловской (рис. 151). Дальнейшее изучение стока реки необходимо для обеспечения регулярными данными о расходах воды ГЭС и сплава. Решено стоквый пункт перенести в створ Большеотарской ГЭС, а на время весеннего половодья, когда вода идет в обход ГЭС, производить наблюдения на временном посту в 2 км ниже ГЭС.

План организации учета стока на ГЭС составляется на несколько лет с учетом возможностей УГМС и в отношении объектов — их первоочередности с гидрологической и энергетической точки зрения. Следует считаться с возможностью частных изменений в плане в зависимости от результатов подробного обследования и тарифов ГЭС.

2. ОБСЛЕДОВАНИЕ ГЭС

Обследование ГЭС, намеченной для организации учета стока на ней, должно дать полные сведения о ее работе и состоянии, и его следует поручать только опытному гидрологу, знакомому с основами гидроэнергетики. Обследование желательно проводить в период составления общего плана организации учета стока на ГЭС или же оно проводится для ГЭС, уже включенной в план сети, перед ее тарифовкой.

Обследованию должно предшествовать ознакомление с материалами по обследуемой ГЭС в конторе сельэлектро, с которым обследование согласуется в разрезе общего плана или же в отношении отдельных ГЭС.

При обследовании должны быть освещены с достаточной отчетливостью следующие основные вопросы:

1. Основные расчетные и фактические параметры ГЭС (расход воды на гидроагрегат, напор, мощность), число и тип турбин, наличие характеристик, состояние и режим работы турбин, аварии, ремонт и пр., передача, генератор, его мощность и кпд передачи и генератора.

2. Режим работы ГЭС, работа в системе или изолированно, график нагрузки, ее характер (бытовая, моторная), регулирование стока (суточное, недельное и пр.).

3. Электроаппаратура, счетчики (однофазные, трехфазные), коэффициенты трансформатора счетчиков, наличие фазометра, возможности поверки (по формуле $N=0,001 \sqrt{3IV_n \cos \varphi}$ или с помощью кпд).

4. Плотина, ее тип, состояние, водосливные отверстия, частота сбросов, полуски (на сплав и пр.), максимальные открытия, водосливные отверстия с наибольшей повторяемостью открытий.

5. Размеры фильтрации и утечек на плотине и турбинах.

6. Учет стока, водомерные устройства и наблюдения на

ГЭС. Условия для производства тарифовочных гидрометрических работ, наличие подводящих и отводящих каналов к турбинам, состояние русла в нижнем бьефе, размеры, очертания, рельеф, наличие плавсредств.

7. Прочие пользователи воды (сплав, орошение, водоснабжение и др.).

8. Подготовленность персонала ГЭС к ведению наблюдений по учету стока.

При освещении всех указанных сторон необходимо подходить к ним практически, прибегая, где это требуется, к приближенным подсчетам и измерениям. Поэтому крайне желательно, чтобы обследователь имел при себе вертушку. Для оценки состояния турбины и ее фактического кпд желательно измерить 1—2 расхода воды при обычном режиме турбины и максимальном ее открытии. Напор при этом устанавливают по разности уровней в бьефах, а при отсутствии нижней рейки определяют любым возможным способом, хотя бы с помощью песты на плотине (конечно, лучше определить его нивелировкой, установив постоянную рейку), а мощность получают обычным путем на основании данных о выработке по счетчикам за время измерения ($N = \frac{A}{t}$). По результатам измерений, поль-

зуясь известной формулой $N = 9,81 \eta_a QH$, можно определить величину η_a и, зная кпд передачи и генератора, оценить кпд турбины η_t . Это даст возможность с цифрами в руках судить о том, в какой степени экономичен режим, в котором работают турбины, является ли этот режим вынужденным и можно ли его улучшить. Все это имеет значение для составления плана тарифовки.

В конторах сельэлектро и на ГЭС иногда ведется чисто формальный подсчет стока через турбины, причем за основу принимается выработка в киловатт-часах и величина удельного расхода воды на 1 квт-ч, установленная для турбины данного типа при наивыгоднейшем режиме ее работы и записанная в проекте ГЭС. Последняя величина может значительно расходиться с фактической величиной расхода через турбины из-за несоответствия натуральных агрегатов их серийному образцу и, главное, вследствие работы турбины при открытиях и напорах, не соответствующих наивыгоднейшему режиму. На одной малой ГЭС с $N_y = 144$ квт, оборудованной двумя пропеллерными турбинами, имел место следующий явно ошибочный подсчет стока. В проекте для упомянутых турбин при условии работы их с наивыгоднейшим кпд, т. е. примерно при мощности в 90% от проектной (рис. 27 б), был указан удельный расход $1:10 \text{ м}^3$ на 1 квт-ч выработки. При этом кпд турбины в лучшем случае мог достигать 0,88. Подсчет стока в конторе ГЭС производился, исходя из указанной величины удель-

ного расхода. В действительности турбины работали, как правило, с 50%-ной мощностью от проектной.

При быстром падении кпд с уменьшением мощности у пропеллерных турбин действительный кпд турбин в данном случае не превышал 0,70 (по рис. 27 б). Пропорционально уменьшению кпд расход воды должен был возрасти примерно на 20% против расчетного в соответствии с выражением

$$A = \int_0^t 9,81 \eta_n \eta_{пн} \eta_r Q H dt,$$

где при данной выработке и всех прочих постоянных величинах H , η_n , η_r — отклонения η_r от расчетного компенсируются за счет расхода воды Q . Так оно оказалось и на деле, причем в весьма наглядной форме. ГЭС располагала водохранилищем сезонного регулирования и сработала его в значительно более короткий срок, чем ожидалось по ошибочным подсчетам использованного стока. Нередко турбины на малых ГЭС работают на малых открытиях, т. е. для радиально-осевых и пропеллерных турбин в невыгодном режиме, вынужденно, вследствие необходимости в межень, при малой воде, обеспечить подачу энергии в течение определенного периода в сутки. Это встречается, как правило, на ГЭС, оборудованных одним агрегатом. Вместе с тем в ряде случаев на ГЭС, оборудованных несколькими агрегатами, выработка распределяется между двумя или тремя агрегатами, и они работают на малых открытиях при низких кпд и соответственно большем расходе воды, тогда как требуемую выработку мог бы дать один агрегат при работе на полном открытии. Обследователь обязан ознакомиться с фактическим режимом работы турбин и оценить его целесообразность и возможность изменения в лучшую сторону, чтобы соответственно с этим можно было планировать тарифовку и в дальнейшем регулярный учет стока. Например, радиально-осевая турбина мощностью в 200 квт работает с мощностью около 100 квт. Следует выяснить причину этого: может быть, она заключается в нехватке воды при необходимости обеспечить подачу энергии в течение определенного числа часов в сутки, а может быть, такая работа является следствием непродуманного использования агрегатов, когда нагружают на половину мощности 2 агрегата при возможности обойтись одним. Бывают случаи, когда генератор имеет меньшую мощность, чем турбина, что ограничивает предел ее мощности. Все это необходимо выяснить.

Примерная величина утечек через закрытые турбины оценивается или при возможности определяется путем единичных измерений расходов воды в отводящем канале ГЭС.

Обследователь должен выяснить, какие счетчики установлены на ГЭС — трехфазные (один счетчик на все три фазы)

или однофазные и каковы коэффициенты трансформатора каждого счетчика. Надо иметь в виду, что на некоторых малых ГЭС у однофазных счетчиков могут быть разные коэффициенты трансформатора. Тогда при определении выработки, например, за час необходимо разность показателей по каждому счетчику умножить на его коэффициент и произведение складывать. Это и даст часовую выработку, численно равную средней мощности, общий вид которой будет:

$$A = k_1 (C_{1к} - C_{1н}) + k_2 (C_{2к} - C_{2н}) + k_3 (C_{3к} - C_{3н}),$$

где A — выработка в киловатт-часах; k — коэффициент трансформации; C — показатель счетчиков.

Пример: На ГЭС установлены однофазные счетчики с разными коэффициентами трансформатора. Ниже приведены показания по ним за час работы агрегата:

Время, ч. м.	Показания счетчиков		
	I $k_1 = 80$	II $k_2 = 60$	III $k_3 = 80$
13 00	403,30	514,10	544,20
14 00	403,70	514,58	544,62
	0,40	0,48	0,42

$$A = 80 \times 0,40 + 60 \times 0,48 + 80 \times 0,42 = 94,4 \text{ кВт-ч,}$$

$$N = \frac{A}{t} = 94,4 \text{ кВт.}$$

При наличии на ГЭС амперметров, вольтметра и фазометра можно для приближенной оценки правильности показаний счетчика вычислить мощность N по формуле:

$$N = 0,001 \sqrt{3} I_{cp} V_n \cos \varphi.$$

В данном примере результаты показаний приборов таковы:

Время, ч. м.	Амперметры			Линейный вольтметр	$\cos \varphi$
	I	II	III		
13 00	170	185	155	400	0,92
14 00	160	180	150	400	0,72
Среднее		167		400	0,82

$$N = 95 \text{ кВт}$$



Рис. 152. Тарировка вброд.

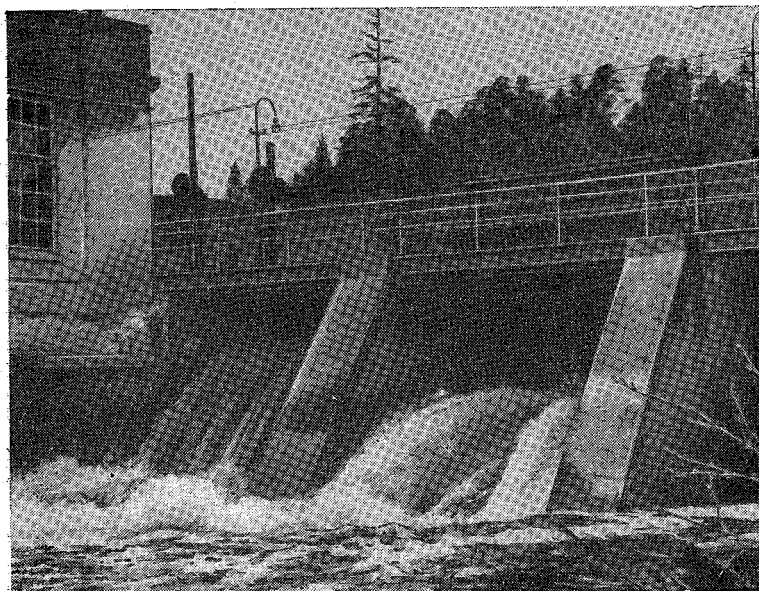


Рис. 153. Сброс воды через отверстие, разделенное вертикальной стойкой.

В данном случае результаты поверки благоприятны, вообще же расхождения допустимы в пределах 10%, поскольку на точности подсчетов по формуле $N=0,001 \sqrt{3} I_{cp} V_{л} \cos \phi$ сказывается невольная погрешность при отсчетах по нескольким приборам и малая точность фазометра. Более значительные расхождения уже могут свидетельствовать о каких-либо неисправностях счетчиков или даже неправильном их включении в сеть.

В подобных случаях необходима, с одной стороны, проверка показаний счетчиков с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП), а с другой — проверка самой схемы приключения счетчиков (см. стр. 270, рис. 168, 169). Обследователь гидролог обычно не в состоянии это сделать сам и ему в обязанность вменяется только собрать указанные выше данные. Поверка возлагается на специалиста электрика из конторы сельэлектро, а в отдельных случаях, по согласованию с сельэлектро, может выполняться гидрологом, освоившим это дело, при соблюдении необходимых правил безопасности.

Состояние плотины оценивается в результате ее осмотра при закрытых щитах. Особое внимание следует обращать на величину утечки через неплотности в щитах и фильтрацию через плотину и дамбы. Полагаться на глазомерную оценку здесь не всегда можно, и поэтому при значительных на глаз утечках крайне желательно, помимо утечек воды через турбины, определить также суммарные расходы утечки через плотину и ГЭС. С этой целью производится одно-два измерения расхода воды при закрытых турбинах и щитах в створе непосредственно ниже ГЭС. Подобные измерения при обследовании приходится обычно производить вброд (рис. 152).

Если плотина находится в плохом состоянии и размеры утечек и фильтрации значительны, например превышают 20—25% рабочего расхода, следует воздержаться от тарифовки ГЭС до капитального ремонта сооружения. То же относится и к турбинам.

Необходимо отмечать особенности оснований сооружений и местности и конструктивные детали сооружений.

Случай характерной особенности местности описан на стр. 95. В отношении конструктивных деталей приведем такой пример: плоский щит водосливного отверстия размером 5×2,5 м опирается посередине со стороны нижнего бьефа на вертикальную металлическую стойку. При открытии отверстия водный поток разделяется стойкой на две части и характер струй может иногда изменяться под влиянием задерживаемых стойкой ветвей, травы и проч. (рис. 153). Степенью этого влияния может определяться устойчивость зависимости расхода воды через отверстия, и поэтому оценить его необходимо хотя бы по данным опроса персонала ГЭС.

При обследовании в случае общих благоприятных условий для учета стока на ГЭС производится предварительный выбор места створа для тарировки турбин (самое желательное в подводящем канале), обмер сечения подводящего и отводящего каналов, рекогносцировка ближайшего к ГЭС участка реки в нижнем бьефе в целях предварительного выбора места под тарировочный створ. Для водосливных отверстий обязательно составляется схема водосливной части плотины с расположением и нумерацией щитов и указанием их типа и размеров (рис. 154).

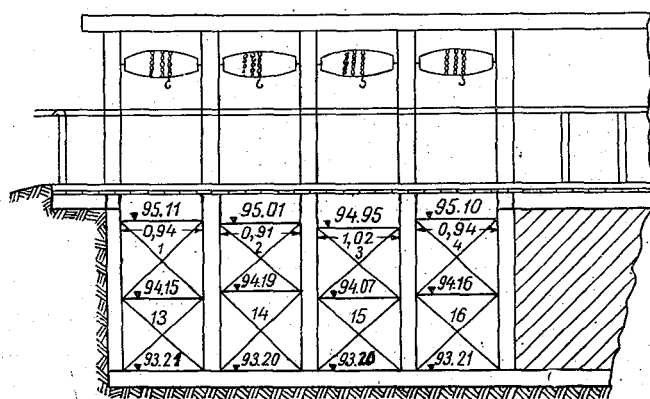


Рис. 154. Схема расположения щитов водосливной плотины.

При неблагоприятных для учета стока на ГЭС условиях и необходимости продолжать наблюдения за стоком реки производится рекогносцировка на участках реки выше и ниже ГЭС с целью выбора места для стационарных наблюдений в гидрометрическом створе.

В результате обследования представляется краткий отчет с освещением поставленных выше вопросов. К отчету прилагаются схемы плотины, отдельных конструктивных деталей и описание природных особенностей, осложняющих тарирование. Весьма желательно приложить к отчету фотографии сооружений со стороны верхнего и нижнего бьефов, отдельных конструктивных деталей, истечения через отверстия и т. п.

Организация учета стока на той или иной малой ГЭС может оказаться нецелесообразной: вовсе или временно (до капитального ремонта или переустройства) в результате:

1) изношенности подлежащего замене энергетического оборудования (турбин, генераторов), обуславливающей ненормально низкие коэффициенты полезного действия и большой размер утечек через неработающие турбины;

2) ветхости водосливной части плотины и ее затворов, связанной со значительными утечками, трудно устранимыми и существенно различными при изменяющихся напорах на сооружении;

3) наличия в составе сооружений земляных дамб, затопляемых и подвергающихся разрушению при прохождении паводков, что вызывает резкие колебания расходов воды, теряемой на утечку и фильтрацию по фронту дамб в течение продолжительного времени в году;

4) переменного подпора в нижнем бьефе от нижерасположенного сооружения, обуславливающего подтопление водосливных отверстий и уменьшение скоростей до значений, близких к начальной скорости вертушки;

5) предполагаемого в ближайшее время переустройства сооружений в связи с установкой дополнительных агрегатов, устройством дополнительных отверстий и т. п. при хорошем в данное время состоянии сооружений и оборудования.

Решение об учете стока. По результатам обследования и всем прочим данным о ГЭС в УГМС принимается решение об организации регулярного учета стока на ГЭС и ее тарифовке. При этом методика учета стока на ГЭС, вообще говоря, не будет во всех случаях однообразной; различие может относиться к тарифовке и учету стока на ГЭС в целом или только через турбины или водосливные отверстия. Под методикой учета следует понимать совокупность устройств и приемов наблюдений за стоком, обеспечивающих регулярный учет стока с практически достижимой точностью (обычно 5—10%). Методика учета стока (всякого, а не только в створах сооружений) всецело зависит от местных условий, к которым относится река с ее руслом и режимом, машины с их характеристиками, устройства и приборы для измерений. Методика учета стока — это своего рода комплекс различных приемов для оценки заводских характеристик турбин, проведения натурных измерений (тарифовки), оценки точности приборов и проч.

Поэтому неправильно рассматривать различные и не противоречащие друг другу приемы измерений, оценки и контроля как разные методы и как бы противопоставлять их друг другу. Все это равноправные приемы, применимые в одних случаях и неприменимые в других. Только накопленный опыт может показать, какие из них и в каких условиях окажутся наиболее рациональными.

В качестве примера посмотрим, какие приемы имеются или предлагаются для учета стока через турбины в настоящее время.

Давно известен прием вычисления расходов воды через турбины на основании заводских характеристик этих турбин, полученных путем модельных испытаний. Характеристики для

целей учета стока должны быть выражены в виде расчетных графиков связи расходов воды Q , напоров H и мощностей N . Заводские характеристики на малых ГЭС имеют у нас только так называемые номенклатурные турбины отечественного производства. У большого числа турбин старых марок, а также турбин нового заграничного производства, например радиально-осевых турбин завода Фойта, заводские характеристики на ГЭС отсутствуют. Далее имеется ряд сигналов о несоответствии заводских характеристик малых турбин их рабочим характеристикам (с отклонениями обычно в неблагоприятную сторону), полученным путем натуральных измерений расходов воды на ГЭС. Подобные данные приводятся в работах Института энергетики АН Белорусской ССР [47]; имеются они и в результате тарировок ГГИ и некоторых управлений Гидрометслужбы. Второе обстоятельство является очень важным, так как при общем незначительном числе тарировок турбин малых ГЭС процент случаев явного несоответствия высок.

Таким образом, прием подсчета стока через турбины на основе заводских характеристик, предлагавшийся в работах Уральской гидротехнической станции ВНИИГиМ, как своего рода оригинальная и универсальная методика, не может быть рекомендован для малых ГЭС без натуральных измерений расхода воды через турбины в производственных условиях, т. е. без контрольной тарировки.

Расходы воды через турбины могут в подходящих условиях учитываться обычным путем, т. е. по связи расходов и уровней на стоковом посту в русле реки.

Этот путь, как показывает опыт, применим в редких, особо благоприятных условиях, к которым относятся прежде всего большие уклоны, устойчивое русло, высокая зарегулированность стока. Неблагоприятные условия (зарастание русла, переменные ледовые явления и проч.), о чем сказано на стр. 235, обычно не позволяют вести учет стока на русловых постах. Имеется предложение о подсчете стока через ГЭС по кривой расходов на так называемом условном гидростворе, к уровням которого отнесены расходы воды, измеренные в другом створе. Условным при этом считается гидроствор, непригодный для измерений расходов воды и в то же время свободный от подпорных явлений, а также отличающийся сглаженным характером колебаний уровня, что позволяет получать на нем устойчивую связь расходов и уровней воды. Условным гидроствором может быть, например, створ нижней рейки ГЭС.

Примеры надежного подсчета стока по условному гидроствору нам неизвестны, но, вообще говоря, они возможны. Однако в большинстве случаев и на условном гидростворе нельзя будет избежать вредного влияния подпорных явлений, русловых процессов и неустановившегося движения. Например, одна

обследованная ГЭС работает зимой по 8—12 час. в сутки в два такта. При значительных морозах в нижнем бьефе ГЭС дважды в сутки устанавливается довольно прочный ледяной покров, достигающий вплоть до нижней рейки, и дважды в сутки этот покров в той или иной степени разрушается водным потоком. При этом толщина ледяного покрова и его влияние на уровни нижней рейки изменяются в зависимости от ряда переменных — температуры воздуха, продолжительности работы ГЭС за один такт и величины расхода воды. Во второй половине зимы в нижнем бьефе начинается образование и нарастание наледей и постепенное продвижение кромки неразмываемого ледяного покрова в сторону ГЭС. Естественно, что при подобных условиях створ нижней рейки ГЭС не может служить для подсчета зимнего стока через турбины ГЭС обычным способом.

Наиболее испытанный в настоящее время прием учета стока через турбины основан на получении зависимости расходов воды Q_T через турбину от переменного открытия ее направляющего аппарата или от средней часовой мощности N путем тарировки. Тарировка производится гидрометрически, причем наряду с вертушками при известных условиях могут применяться и иные способы измерений, например электролитический способ, предложенный Н. В. Пикушем [51].

Известные различия могут иметь место и при учете стока через водосливные отверстия. Учет стока может в одних случаях вестись по расчетным зависимостям, основанным на соответствующих гидравлических формулах без тарировки отверстий (при малом удельном весе сбросов в общем стоке), в других — на основе зависимостей, полученных исключительно по данным тарировки, и т. д.

Все указанное следует иметь в виду при решении вопроса о методике учета стока на конкретной ГЭС и о ее тарировке.

3. ТАРИРОВКА ГЭС И ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГУЛЯРНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

Суммарный расход воды в створе ГЭС составляется, как известно, из следующих слагаемых:

$$Q_{ГЭС} = Q_T + Q_{ш} + Q_{ф},$$

где Q_T — расход воды через турбины; $Q_{ш}$ — расход воды через водосливные отверстия; $Q_{ф}$ — расход воды на фильтрацию и утечки через неплотности в затворах.

В отдельных случаях к этим слагаемым может присоединяться $Q_{п}$ — расход воды на прочих потребителей — шлюзование, орошение, сплав и проч.

Тарировка малой ГЭС, предназначенной для открытия на ней постоянного стокового пункта, имеет целью установление или уточнение пропускной способности турбин (Q_T) и водо-

сливных отверстий ($Q_{ш}$) и определение величины потерь на фильтрацию и утечку через неплотности в направляющих аппаратах турбин и щитовых затворах ($Q_{ф}$).

Тарировка производится на основе данных обследования, что не исключает тщательной ее подготовки.

План тарировки ГЭС увязывается с сельэлектро и ГЭС в отношении периода и общей продолжительности тарировки, а также состава работ.

При увязке плана производства тарировочных работ определяется доля участия сельэлектро и персонала ГЭС в обо-

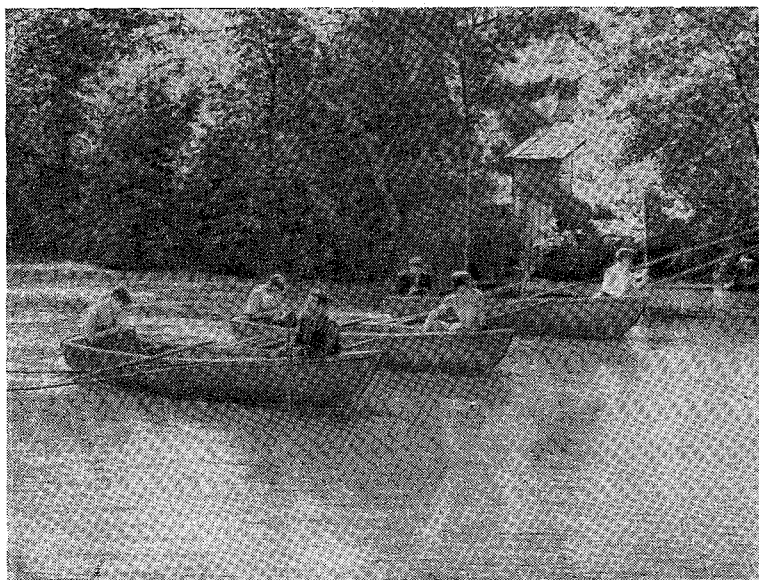


Рис. 155. Тарировка с лодок в нижнем бьефе.

рудовании гидростворов, водомерных постов, обеспечении необходимой рабочей силой, материалами и плавсредствами.

Тарировка производится по максимально сжатой и вместе с тем четкой программе, в которой должны быть учтены с должной гибкостью график работы ГЭС и возможности отступления от него для обеспечения необходимых расходов воды.

Программу желательно строить по разделам: 1) организация гидрометрических работ; 2) тарировка турбин; 3) тарировка водосливных отверстий; 4) определение фильтрационных расходов.

Пример программы приведен в приложении 1.

Организация гидрометрических работ предусматривает:

1) выбор тарировочных гидрометрических створов для измерения расходов воды;

2) оборудование выбранных створов: устройство водомерных постов (основных и уклонных), гидрометрического мостика или люльки и проч.

Выбор гидростворов определяется типом гидростанции (приплотинная или деривационная), конструкцией сооружения, наличием или отсутствием водоподводящих и отводящих каналов, возможностью производить в них измерения и проч.

При наличии водоподводящего и водоотводящего каналов и при возможности измерять в них расходы воды в более или менее надежных условиях гидростворы для тарировки турбин выбираются в этих каналах. Оборудование указанных гидростворов обычно несложно: в случаях, где вертушки опускаются в канал со служебного мостика, оно даже вовсе отпадает. В других случаях следует пользоваться деревянным мостиком возможно более легкой конструкции.

При необходимости тарировки щитовых отверстий и определения расходов фильтрации и утечки воды, а также для контрольных измерений расходов воды через турбины приплотинных ГЭС основной гидроствор следует выбирать в нижнем бьефе возможно ближе к ГЭС (рис. 155). Этим сводится к минимуму влияние на величины измеряемых расходов воды со стороны, во-первых, приточности на участке между ГЭС и гидроствором и, во-вторых, того объема воды, который накапливается в русле или сбрасывается соответственно при повышении или понижении уровня воды в нижнем бьефе ГЭС, вызываемом пуском или остановкой турбины и открытиями и закрытиями щитов. Вместе с тем гидроствор не следует приближать к ГЭС на такое расстояние, на котором течение воды в нижнем бьефе имеет резко турбулентный характер, вызванный односторонним движением водного потока со стороны водотова канала из турбинной камеры или со стороны плотины, а также столкновением двух потоков. Практически наилучшие расстояния, удовлетворяющие условиям бесприточности и минимального влияния со стороны призмы накопления в русле реки у ГЭС, составляют на равнинных реках от 100 до 400 м, а на горных — несколько меньше.

При особо неблагоприятных условиях для измерения расходов воды русла на участке реки непосредственно ниже ГЭС (разветвления, крупнокаменное дно) и при возможности длительной работы турбин с постоянной нагрузкой, обеспечивающей создание установившегося режима потока (неизменность уровня на участке от ГЭС до створа), гидроствор может быть выбран на расстоянии до 1—2 км от ГЭС при условии отсутствия или незначительной приточности между гидроствором и ГЭС. В последнем случае для измерения расходов

фильтрации и утечек воды при закрытых водосливных отверстиях и неработающих турбинах следует выбрать второй створ, в непосредственной близости от ГЭС. Единственным условием при этом должна быть возможность измерять на нем малые расходы воды вертушкой или поплавками.

На приплотинной и на деривационной ГЭС в общем случае могут быть необходимы следующие тарировочные пидростворы:

а) Приплотинная ГЭС:

1. Основной створ в русле.
2. Створ в водоподводящем или в водоотводящем канале ГЭС.

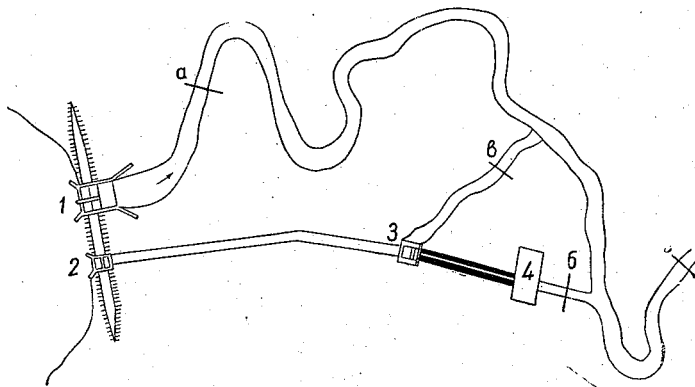


Рис. 156. Схема расположения тарировочных створов в случае деривационной ГЭС.

а — основной створ для тарировки отверстий плотины, *б* — створ в водоотводящем канале ГЭС, *в* — створ для тарировки отверстий аварийного водосброса, *г* — суммирующий (контрольный) створ, 1 — плотина; 2 — головное сооружение деривационного канала; 3 — аварийный водосброс деривации; 4 — здание ГЭС.

3. Створ для измерения фильтрации и утечек в русле, дополнительный к основному, когда между основным створом и ГЭС имеется (предполагается) приточность.

4. Дополнительные створы на притоках, впадающих между основным створом и ГЭС.

б) Деривационная (смешанная) ГЭС:

1. Основной створ в русле ниже плотины для тарировки водосбросных отверстий (рис. 156).

2. Створ в водоотводящем или в водоподводящем канале ГЭС.

3. Створ для измерения фильтрации и утечек ниже плотины, дополнительный к основному, когда между основным створом и плотиной имеется (предполагается) приточность.

4. Створ для тарировки аварийного водосброса деривационного канала, если таковой имеется.

5. Дополнительные створы на притоках, впадающих между суммирующим створом и плотиной ГЭС (при наличии ощутимой приточности).

Суммирующий створ служит для контроля измерений на плотине и на ГЭС. Наличие ощутимой приточности на участке плотина — суммирующий створ снижает его контрольное значение, поскольку одновременный точный учет этой приточности в полевых условиях измерения сильно затруднен.

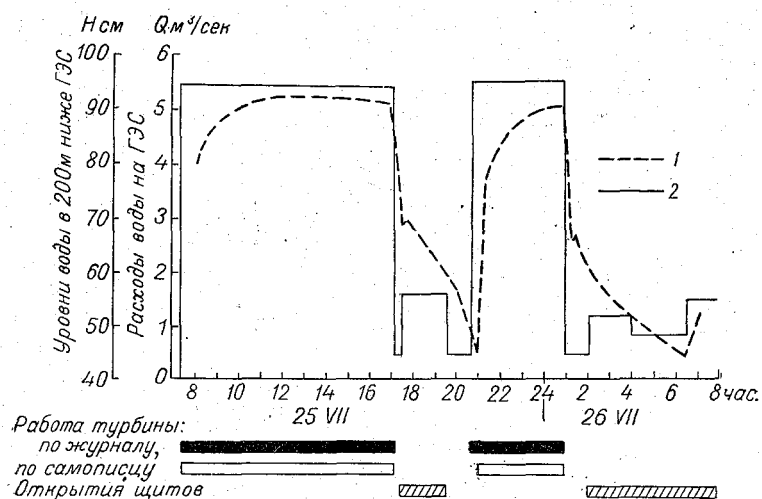


Рис. 157. График колебания уровня в нижнем бьефе в связи с открытием турбин и отверстий.

1 — уровни воды, 2 — расходы воды.

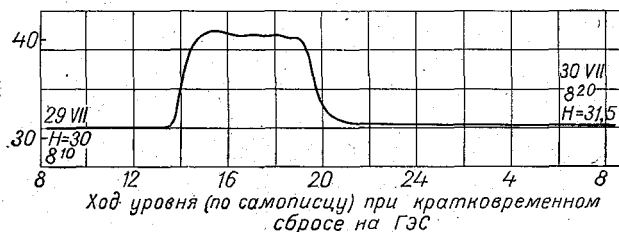


Рис. 158. График колебания уровня в нижнем бьефе в 3 км от плотины во время попуска при свободном (незаросшем) русле.

В верхнем и нижнем бьефах ГЭС оборудуются речные водомерные посты, если таковых не имелось. Целесообразно выбрать нуль графика обоих постов на одной высоте с тем, чтобы разность их показаний сразу давала величину напора. На основных тарифовочных створах также устанавливается обычно речный водомерный пост. Установка самописцев уровня желательна, поскольку записи на самописце позволяют контролировать открытия и закрытия турбин и щитов.

(рис. 157) и установить характер режима уровня при прохождении волны попуска.

На рис. 158 изображен ход уровня при кратковременном сбросе воды на ГЭС по записям самописца уровня на гидростворе в 3 км ниже ГЭС при чистом русле и отсутствии подпора в период летней межени. Уровень воды в данном случае устанавливается на новой высоте в результате изменения расхода воды довольно быстро. Измерение расхода воды для тарировки специально открытого щитового отверстия, обусловившего увеличение расхода воды, следует в данном и подобных ему случаях производить при установившемся уровне, т. е. согласно рис. 158 между 15 час. 30 мин и 19 час.

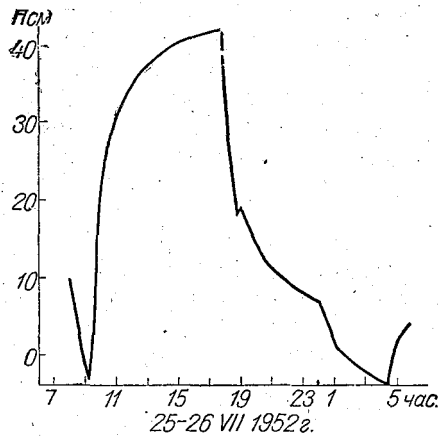


Рис. 159. График колебания уровня в нижнем бьефе во время попуска при заросшем русле.

На рис. 159 приведен другой случай. Самописец установлен в 200 м ниже ГЭС. Русло сильно зарастает на протяжении нескольких километров ниже ГЭС. Вследствие сопротивлений

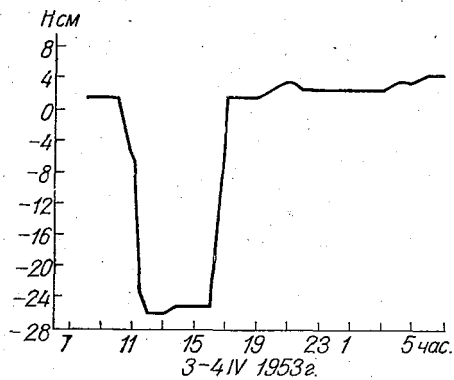


Рис. 160. Колебания уровня в том же створе при свободном русле.

турбины уровень воды не может долгое время установиться, хотя заданная определенным открытием турбины величина расхода воды через ГЭС остается практически постоянной. При тарировке в данном случае не приходится ждать установления уровня на одной высоте, а следует измерять расход при переменном уровне, по возможности сокращая срок измерения, т. е. прибегая к измерению расхода одновременно несколькими вертушками.

Резко выраженный характер неустановившегося движения и соответствующие колебания уровня могут представлять сезонное явление. Из рис. 160 видно, что на том же створе весной при чистом от травы, а также и льда русле уровни

воды быстро переходят из одного устойчивого состояния в другое.

Влияние неблагоприятных сезонных явлений желательно исключать, при возможности этого, т. е. планировать тарировку на благополучный в отношении подпоров сезон, например в рассмотренном случае вместо летней межени — на весну.

Однако при тщательном выполнении гидрометрических работ влияние сезонных факторов, например травы, не должно сказываться (и, как показывает опыт, не сказывается) на точности измерений расходов воды, а следовательно, и на точности тарировки.

При неясности в отношении характера неустановившегося движения в нижнем бьефе ГЭС, особенно когда в отдельных случаях гидроствор приходится располагать не ближе чем в 1—2 км от ГЭС, перед окончательным выбором места под гидроствор рекомендуется произвести наблюдения над движением одной или нескольких волн, образованных заданными сбросами воды через водосливные отверстия. Для этого на участке ниже ГЭС протяжением 2—3 км в 4—5 створах забивают временные колья, головки которых связывают нивелировкой между собой и с временным или постоянным репером; в створах производят промер поперечных сечений и при проходе волны от начала до конца ее наблюдают одновременно во всех створах уровни воды через каждые 10—15 мин. По данным наблюдений строят совмещенные графики, которые позволяют наглядно судить о степени расплывания волны попуска по длине участка и о сопутствующих колебаниях уровня. Желательно наряду с уровнями наблюдениями производить во временных створах измерения скорости течения воды хотя бы простейшим способом — при помощи поплавков. Указанные наблюдения позволяют лучше ориентироваться при вынужденном выборе места под гидроствор на значительном расстоянии от ГЭС.

Параллельно с организацией гидрометрических работ для тарировки ГЭС необходимо наладить проведение наблюдений на ГЭС, необходимых для тарировки, а в дальнейшем для регулярного учета стока на ней.

Организация регулярных наблюдений на ГЭС

Регулярные наблюдения на ГЭС, специально проводимые в целях учета стока, следует организовывать одновременно с началом тарировки, прежде всего в интересах последней, а затем и для приобретения персоналом ГЭС должных навыков по ведению наблюдений под руководством гидрологов, проводящих тарировку.

Состав наблюдений по учету стока на ГЭС следующий:

1. Регистрация высоты уровня воды на водомерных постах в верхнем и нижнем бьефах ГЭС ежечасная.

2. Регистрация времени и величины открытий (a) и закрытий турбин в тех случаях, когда это необходимо для подсчета расходов воды по связи Q с a .

3. Регистрация времени всех открытий и закрытий водосливных отверстий плотины и других водосбросов.

4. Запись всех временных и постоянных изменений в режиме реки и в работе ГЭС (аварийные и иные остановки ГЭС или отдельных агрегатов, нарушения в работе водопропускных отверстий, повреждения и восстановления водомерных устройств, вскрытие реки, ледостав, шугоход и проч.).

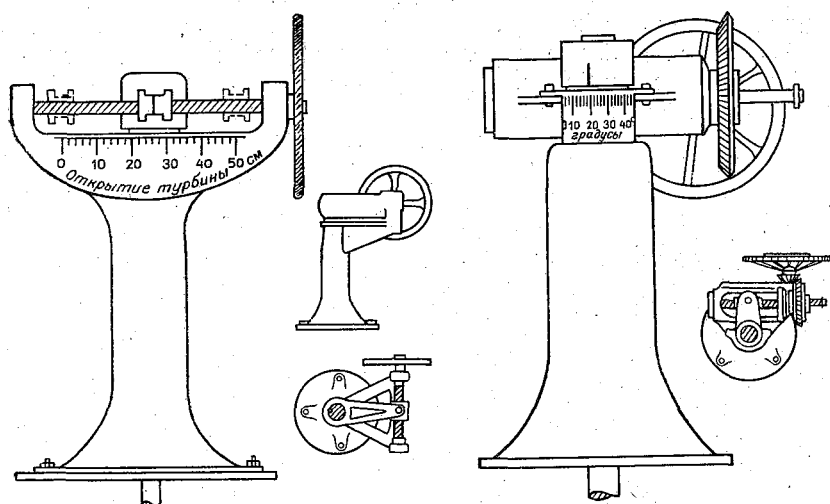


Рис. 161. Шкалы на регуляторах турбин для регистрации степени их открытия.

Данные о текущей мощности турбин N , необходимые при подсчете стока по связям Q с N , можно, как известно, на каждой ГЭС получить из записей в журнале выработки энергии. На большинстве государственных малых ГЭС в журнале выработки отмечаются **ежечасно** уровни верхнего бьефа, показания электроприборов (счетчиков, амперметров, вольтметров) и вычисляется часовая выработка, которая численно равна средней часовой мощности на зажимах генератора. На некоторых ГЭС выработка отмечается только поочередно, что является недостаточным с точки зрения учета стока. Регулярные наблюдения над уровнем нижнего бьефа на малых ГЭС обычно не производятся из-за отсутствия нижней рейки и даже при ее наличии, особенно в темное время года.

Степень открытия направляющего аппарата турбины отсчитывается по специальной шкале, нанесенной на регуляторе турбины в условных единицах (рис. 161).

Все записи по уровням и открытию турбин (там, где регистрировать открытие необходимо) наблюдатель может заносить в журнал выработки ГЭС, где для открытия турбин заводится дополнительная графа; иногда дополнительная графа требуется и для уровня нижнего бьефа.

В качестве примера ниже приведена выписка из журнала выработки энергии обычной формы, применяемой на малых ГЭС, в которую введена графа для открытия турбины.

В этом примере приведены данные по одной турбине при наличии трехфазного счетчика. При нескольких турбинах и однофазных счетчиках форма журнала остается прежней, но принимает значительно более развернутый вид. Иногда при наличии трех и более агрегатов на каждый из них заводится свой журнал выработки.

Для регистрации открытий водосливных отверстий заводится обычно специальный «журнал открытия щитов».

Журнал выработки энергии

Дата	Час	Уровень, см		Напор, м	открытие, в усл. ед.	Турбина № 1						
		верхнего бьефа	нижнего бьефа			амперметры			вольтметр	счетчик	коэффициент счетчика	Выработка, квт-ч
						1	2	3				
8/VII	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	3	444	22	4,22	20	230	225	225	410	5487,43	—	—
	4	440	22	4,18	20	225	220	220	400	5489,10	80	134
	5	440	22	4,18	19	220	215	220	400	5490,73	80	131

При наличии на данной ГЭС, помимо водосливной части плотины, еще одного или двух водосбросов, например водосбросного отверстия под зданием ГЭС или водосброса на деривационном канале, на каждый отдельный водосброс рекомендуется заводить свой специальный журнал открытий.

Формы журнала могут быть различными в зависимости от числа, размеров и типа водосливных отверстий. Поэтому каждой ГЭС следует давать форму записей, приспособленную к условиям данной ГЭС, и четкие письменные указания по производству наблюдений.

Подобный подход к делу способствует более ответственному и правильному ведению наблюдений персоналом ГЭС, который иногда относится к стоковым наблюдениям, как к нежелательной дополнительной нагрузке.

Ниже приведен пример формы журнала и записей и указаний по ведению наблюдений за открытием щитов на одной малой ГЭС, с плотиной, закрываемой крупноразмерными щитами (рис. 162).

Форма журнала и пример записи

Дата	Час	Уровень верхнего бьефа, см	Открытие щитов, в сантиметрах				Примечание
			пролеты				
			I		II	III	
			верхн.	нижн.			
22/V	12	330	50	—	30	—	
	14	370	30	—	30	—	
	15	360	0	—	30	—	
	16	355	—	—	15	—	
	17	352	—	—	0	—	
23/V	10	375	20	—	—	—	

Пролеты считаются по порядку от здания ГЭС к левому берегу. В первом пролете 2 щита (верхний и нижний) расположены один над другим,

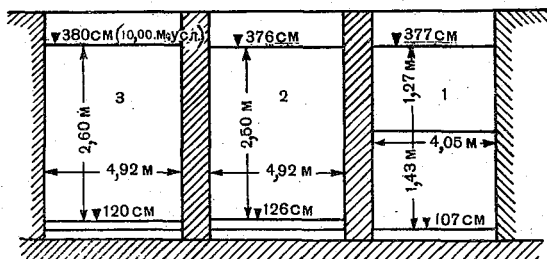


Рис. 162. Схема щитов Белогорской плотины (со стороны верхнего бьефа).

в остальных двух пролетах — по одному щиту. Ввиду малого числа щитов в журнале для каждого щита отведено по отдельной графе и при записях номера щитов указывать не следует, отмечая только открытие их или высоту подъема над порогом в сантиметрах, согласно отсчету по мерной рейке на турели соответствующего щита. Открытие того или иного щита заносится строго в тот пролет, которому принадлежит данный щит.

В журнале отмечается как начальное открытие любого щита, так и всякое изменение в открытии хотя бы одного щита с указанием часа. При каждой новой записи на тот час, когда произошло изменение в открытии щитов, указывается не только открытие того щита, у которого оно изменилось, но также и открытия других щитов, хотя бы они на этот час оставались без изменения.

При полном закрытии какого-либо щита в его графе на соответствующей дате и час ставится нуль, а также указываются открытия на этот час остальных щитов. В дальнейшем полностью закрытый щит впредь до нового его открытия не упоминается.

При каждом изменении открытия щитов отмечается уровень верхнего бьефа по рейке в соответствующей графе против того часа, когда произведено изменение открытия щитов.

Уровни в верхнем и нижнем бьефах отсчитываются соответственно по верхней и нижней рейкам. Нуль нижней рейки расположен на 60 см ниже нуля верхней. Приводка для отсчетов по верхней рейке +60. Напор H на турбине вычисляется из выражения

$$H = h_{в.р} + 60 - h_{н.р} \text{ см}$$

или

$$H = h_{в.р} + 0,60 - h_{н.р} \text{ м.}$$

Рекомендуется подобные указания и схему вклеивать в заведенный для записей журнал. При наличии диспетчерского управления системой ГЭС указания должны находиться и на данной ГЭС и у диспетчера системы. Разумеется, подобный порядок доведения указаний до наблюдателей не исключает неточностей и небрежностей, в частности, при наблюдениях за открытием и закрытием водосливных отверстий, особенно когда плотина закрывается большим числом маломерных щитов.

В таких случаях отдельные щиты в интересах более четкого и простого подсчета стока следует открывать только на полный выем.

Форма журнала открытия щитов в случае плотин с многочисленными маломерными водосливными отверстиями, рекомендуемая ГГИ, приведена ниже:

Дата	Время		Уровень, см		№ щитов						
	час.	мин.	верхнего бьефа	нижнего бьефа	открытых			закрытых (из числа открытых)			
					пролеты			пролеты			
					1	2	3	1	2	3	
8/VI	1	00	440	40	3,4	7,8	—	—	—	—	—
	2	30	435	40	3	7,8	—	—	4	—	—
	4	00	432	35	—	7,8	—	—	3	—	—
	5	00	430	30	—	7	—	—	—	—	8
	6	30	428	25	—	—	—	—	—	—	7
21/VI	21	00	445	20	3,4	—	—	—	—	—	—

В примере с данной формой журнала среди открываемых щитов встречаются щиты только 1-го ряда. В случае открытия щитов 2-го и 3-го рядов их номера указываются в графах соответственных пролетов под номерами щитов первого ряда.

В настоящее время, помимо приведенных форм, в практике учета стока на ГЭС встречаются и другие формы. Например, УГМС Украинской ССР ввело на своей территории общие формы для записи открытий турбин, уровней, выработки и открытий и закрытий щитов. Подобные формы приведены в приложении 2.

По согласованию с местным сельэлектром обязанность наблюдателя возлагается на сменных машинистов ГЭС под контролем диспетчеров. При кратковременных остановках ГЭС, например, в периоды ремонта турбин, когда круглосуточные дежурства на ней прекращаются, ведение необходимых наблюдений над уровнями воды и за открытиями водосливных отверстий поручается специальным распоряжением директора ГЭС определенным лицам из числа ее работников.

Лица, ведущие наблюдения, работают под общим руководством ближайшей гидрометстанции УГМС. Начальник или по его поручению инженер станции инструктирует наблюдателей и контролирует наблюдения, периодически посещая ГЭС. Обеспечение добросовестных регулярных наблюдений над открытиями турбин и щитов на ГЭС является делом очень важным для надежности учета стока на ГЭС.

При инструктаже и контроле, в частности, следует обращать внимание на аккуратную своевременную запись данных наблюдений, на установку каждого щита точно на свое место и на осадку щитов до конца при их закрытии. Опыт регулярного учета стока на ГЭС свидетельствует о частых погрешностях, допускаемых в этом отношении [44].

Тарировка турбин

Тарировка турбин необходима, как уже указывалось, почти во всех случаях организации учета стока на малых ГЭС; необходимость эта вызывается в большинстве случаев отсутствием или малой надежностью заводских характеристик турбин, а иногда, кроме того, конструктивными изменениями, допущенными при монтаже турбин, например, в части формы отсасывающей трубы.

Тарировка турбин, как гидрометрическая работа, заключается в измерении ряда расходов воды на тарировочном гидростворе при различных открытиях турбин и напорах.

Открытия, напоры, а во многих случаях и мощности тарированной турбины, соответствующие времени измерения, должны регистрироваться, по возможности, точно.

План тарирования турбины составляется с учетом имеющихся на нее характеристик, условий ее установки и работы. При наличии характеристик и благоприятных условий установки и работы достаточно планировать несколько контрольных измерений при различных открытиях турбины и разных

напорах (при значительных колебаниях напора) в целях проверки характеристик. В случаях существенных отклонений от заводских условий при установке турбины или при неблаго-

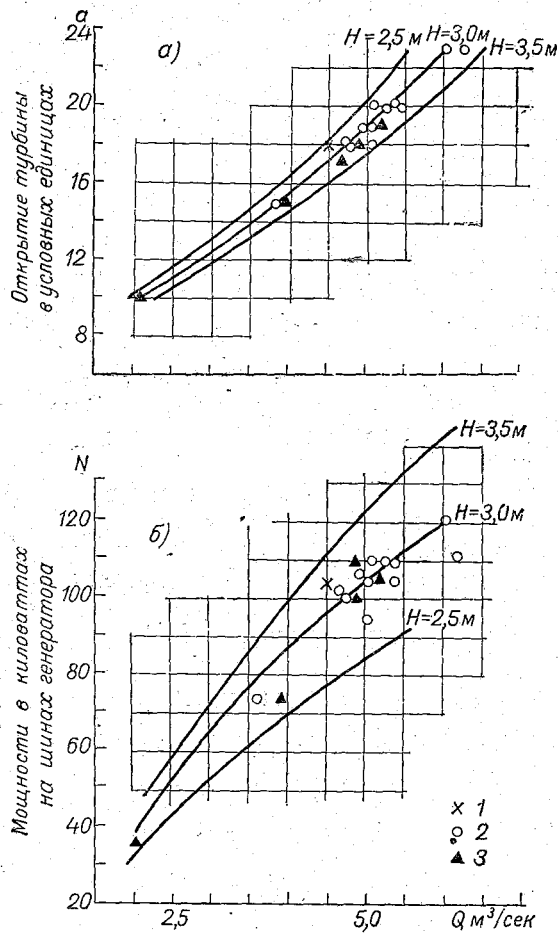


Рис. 163. Кривые зависимости расходов воды через турбину.

a — от степени открытия турбины, *b* — от мощности на шинах генератора при различных значениях напора. 1 — расходы, измеренные при H меньше 2,90 м, 2 — расходы, измеренные при H , равном 2,90—3,10 м, 3 — расходы, измеренные при H больше 3,10 м.

приятных условиях ее работы, например, наблюдающихся явлениях кавитации, план тарировки составляется в расчете на более или менее полное освещение рабочих характеристик турбины и при угрозе кавитации должен предусматривать по-

вторные измерения через какой-то определенный срок в целях проверки дальнейшего состояния турбины.

При наличии только кратких заводских характеристик на турбину или отсутствии каких-либо характеристик ее водопропускной способности необходимо планировать тарировку турбины в полном объеме.

При составлении плана тарировки турбины и его выполнении следует учитывать график и режим работы турбины и использовать возможности сокращения объема тарировки.

При работе ГЭС на базисной постоянной нагрузке, т. е. обычно в системе с другими электростанциями, тарировку турбины следует производить принимая за основную независимую переменную открытие турбины a , отмечаемое по шкале на регуляторе в условных единицах (рис. 161). Этим путем можно установить зависимость расхода воды Q_T от открытия турбины a или $Q = f(a)$, а с учетом изменения напоров $Q = f(a, H)$ (рис. 163 а).

При работе ГЭС как изолированной станции с непостоянной нагрузкой за независимую переменную необходимо принимать среднюю часовую мощность $N_{ср}$ в киловаттах (численно равную выработке за час A в киловатт-часах). При этом можно установить зависимость расхода воды Q_T от $N_{ср}$: $Q = f(N)$ или при учете изменений напора $Q = f(N, H)$ (рис. 163 б).

При колебании рабочего напора на ГЭС в небольших пределах (5—10% от полного) и редких и кратковременных значительных отклонениях напора от его средней величины тарирование допустимо планировать только на средний и близкий к нему напор в расчете получения значений расходов воды при отклонениях напора с помощью формул подобия.

Схематический план тарировки турбины может быть представлен в следующем виде:

Пример

Открытие	Число измерений расходов воды при напоре			
	H_1	H_2	H_3
полное	2	4	2	
0,9 полного	3	5	3	
0,75 полного	2	3	2	
0,50 полного	2	3	2	
0,25 полного	1	2	1	

Наибольшая частота требуемых измерений приходится на напор наибольшей повторяемости.

На практике устанавливать пропускную способность турбины в последовательности, предусмотренной планом, т. е. сначала

при одном значении напора и постепенном уменьшении открытия, затем при другом значении напора и т. д., обычно не удается, и измерять приходится вразбивку в зависимости от условий работы на ГЭС.

В отношении собственно измерений расходов воды при тарировке турбин необходимо заметить следующее:

1. При тарировке турбин, работающих на постоянной нагрузке и при благоприятных русловых условиях, измерение расхода воды, соответствующего определенному открытию турбины может производиться с помощью вертушки пятиточечным способом.

Измерение расхода воды в случае работы на гидростворе в русле производится, по возможности, при установившемся уровне, но допустимо в некоторых условиях (см. стр. 253) и при неустановившемся уровне.

2. В случае неблагоприятных русловых условий, например при зарастании русла и вызванном им постепенном подъеме уровня в нижнем бьефе, а следовательно, и падении напора, необходимо, по возможности, ускорить измерение расхода воды за счет работы одновременно двумя-тремя вертушками. При определении расхода воды в русле в указанных неблагоприятных условиях к измерению следует приступать по истечении некоторого срока после открытия турбины на заданную величину в целях ликвидации влияния наполнения бьефа между ГЭС и гидроствором. В качестве примера можно указать, что для случая, изображенного на рис. 157, при расстоянии от плотины до створа, равном 200 м, и ширине русла, равной 25 м, указанный срок составлял 15—30 мин. в зависимости от величины расхода воды.

3. При работе турбины на переменной нагрузке, т. е. в условиях непрерывно или часто изменяющегося открытия, измерение расхода воды следует вести, по возможности, в подводящем или отводящем каналах, где правильная форма их позволяет уменьшить количество скоростных вертикалей по сравнению с гидроствором в русле реки. Необходимо к измерению расхода привлечь достаточное количество технического персонала, чтобы обеспечить одновременные измерения на нескольких вертикалях. При этом желательно на каждой вертикали вести измерения непрерывно одно за другим в течение часа так, чтобы за это время на каждой вертикали в каждой точке было произведено не менее 5 измерений.

Количество точек на вертикали можно иногда сократить до двух-трех при условии, что форма эпюры скоростей остается правильной, в чем следует убедиться, предварительно производя измерения пятиточечным способом (рис. 164 а, б).

Иногда из-за недостатка в гидрометрах приходится вести измерения скоростей последовательно, переходя с вертикали на вертикаль. При этом желательно работать на каждой

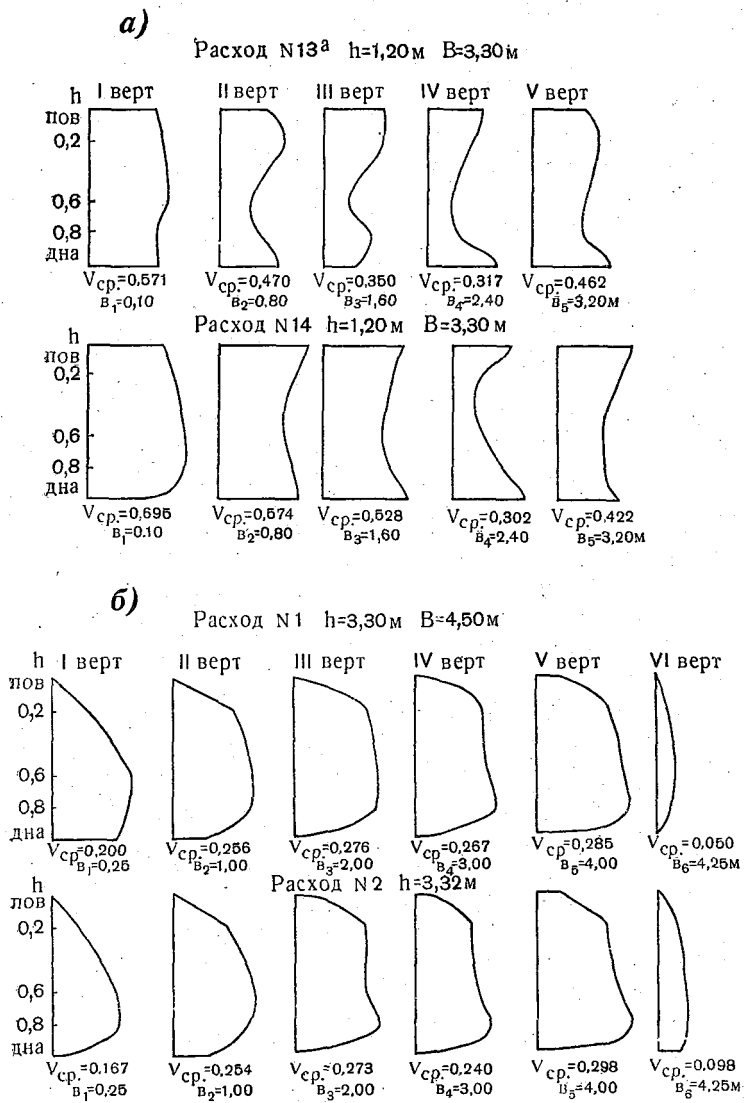


Рис. 164. Распределение скоростей на вертикалях.
 а — эпюры скоростей в отводящем канале на Долговской ГЭС, б — эпюры скоростей в подводящем канале ГЭС Вилияне.

вертикали с 5 вертушками (рис. 165). Провода от вертушек следует подводить к контактам, смонтированным вместе с источником энергии на специальной панели (рис. 166), что позволяет гидрометру при работе в одиночку легче и быстрее вести измерения. Иногда для регистрации времени и числа оборотов вертушек применяют хронографы (см. стр. 62 и рис. 43).

Эпюры скоростей на вертикали и по ширине потока в подводящих каналах к турбинам не сходны с аналогичными эпюрами в открытых естественных руслах и обычных каналах. На распределении скоростей в подводящих каналах сказывается подпор и влияние вращения турбины, происходящее обычно по часовой стрелке. В силу этого нередко наблюдаются большие скорости течения в левой, по направлению течения, части подводящего канала.

При последующей обработке скорость в каждой точке вертикали осредняется по всем произведенным в течение часа отдельным измерениям и на основании осредненных скоростей вычисляется расход. Мощность агрегата, соответствующая этому расходу, численно равна количеству киловатт-часов, выработанному за час, что определяется по счетчику и является средней мощностью за время измерения расхода.

Если по каким-либо уважительным причинам измерение расхода производится за промежуток времени больший или меньший часа, средняя мощность на зажимах генератора вычисляется точно за срок измерения по данным о выработке из известной формулы

$$N_{\text{ср}} = \frac{A}{t}.$$

При наличии на ГЭС нескольких разнотипных турбин каждая турбина тарифируется отдельно. Вместе с тем в случае однотипности турбин и при одинаковых условиях их установки и работы результаты полной тарифовки по одной турбине могут переноситься на остальные турбины после подтверждения этих результатов несколькими контрольными измерениями.

Определение напора производится по разности уровней верхнего и нижнего бьефов.

Наблюдения над уровнями производятся в основном по рейкам, реже с передачей уровня в машинный зал при помощи поплавковых устройств. Применение сельсина (электропередачи) на малых ГЭС встречается в единичных случаях, но в дальнейшем этот способ должен получить распространение (см. приложение 4). Потери напора на малых ГЭС обычно не превышают 5—10 см и ими в таких случаях допустимо пренебрегать.

Уровни при измерении расхода следует наблюдать через такие же отрезки времени, как и выработку, и в случае

недостатка людей, во всяком случае в начале, в середине и в конце измерения.

Открытие турбины регистрируется в начале измерения или, вернее, в случае работы турбины на базисной нагрузке,

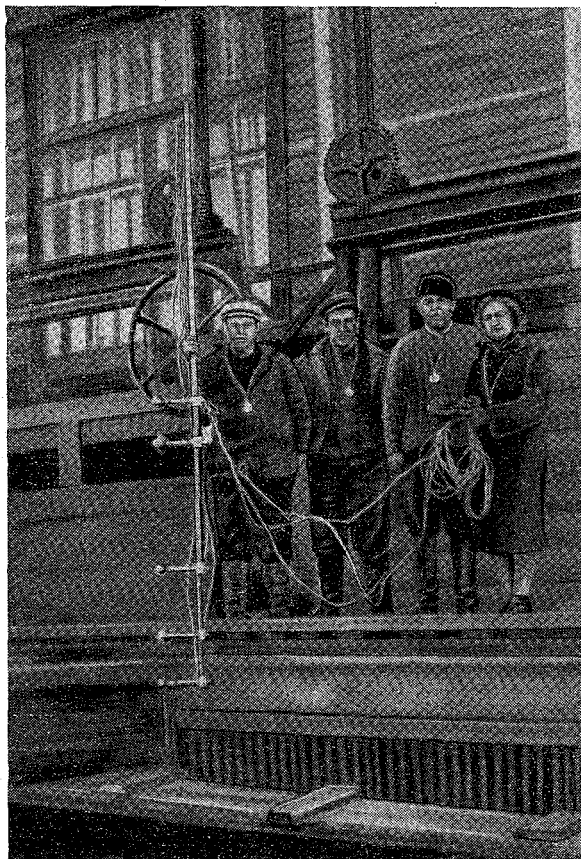


Рис. 165. Опускание штанги с пятью вертушками.

назначается определенное открытие турбины, которое затем и не изменяется до конца измерения.

Выработка в случаях с переменной нагрузкой регистрируется через каждые 10 мин. по имеющимся счетчикам с тем, чтобы установить степень непостоянства работы турбины, что имеет значение для оценки точности тарировки.

Средняя мощность, соответствующая измеренному расходу, вычисляется по разности показаний счетчика на конец и начало измерения, умноженной на коэффициент трансформатора

счетчика, и приведенной к единице времени (часу). При наличии на ГЭС трехфазного счетчика для вычисления может служить общее выражение

$$N_r = \frac{k(C_k - C_n)}{t},$$

где k — коэффициент трансформатора; C_n и C_k — показания счетчика на начало и конец измерения.

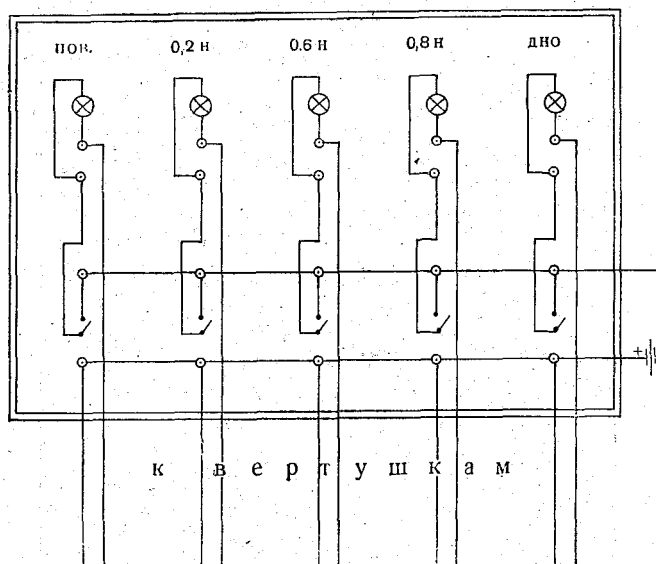


Рис. 166. Схема соединения рабочей панели на пять гидрометрических вертушек, установленных на одной штанге.

Например, при $k = 10$ и показаниях счетчика $C_k = 40128,1$ и $C_n = 40113,7$ и $t = 1$ ч.,

$$N_r = \frac{10(40128,1 - 40113,7)}{1} = 144 \text{ квт.}$$

При наличии однофазных счетчиков выражение для вычисления N по показаниям счетчиков C_1, C_2, C_3 за время измерения расхода воды t в часах принимает вид

$$N_r = \frac{k[(C_{1к} - C_{1н}) + (C_{2к} - C_{2н}) + (C_{3к} - C_{3н})]}{t}$$

в случае одинакового для всех счетчиков значения коэффициента трансформатора k и

$$N_r = \frac{k_1(C_{1к} - C_{1н}) + k_2(C_{2к} - C_{2н}) + k_3(C_{3к} - C_{3н})}{t}$$

при разных значениях коэффициента трансформатора.

При тарировке турбины на установление зависимости $Q = f(N, H)$ на отсчеты по электроприборам должен быть поставлен отдельный работник.

В тех случаях, когда значения коэффициентов трансформатора составляют числа порядка 60—80 и больше, отсчеты по счетчикам вследствие невольных погрешностей при округлении последней цифры в снимаемых показаниях могут быть не вполне точными. В этих случаях рекомендуется производить в промежутки между отсчетами по счетчикам определенное время того или иного заданного числа оборотов диска счетчика. Для этого работник, наблюдающий за приборами, отсчитывает с секундомером в руках 50 или 25 оборотов диска счетчика на каждой фазе, отмечая и записывая время заданного числа оборотов.

Для каждого счетчика известно число оборотов, соответствующее выработке 1 квт-ч (обычно этот параметр счетчика указывается в его паспорте, помещаемом непосредственно у места установки счетчика). На этом основании по отмеченному времени заданного числа оборотов счетчика можно подсчитать мощность N_r из выражения:

$$N_r = 3600 \left(\frac{n_1 k_1}{A_{n_1} t_{1c}} + \frac{n_2 k_2}{A_{n_2} t_{2c}} + \frac{n_3 k_3}{A_{n_3} t_{3c}} \right),$$

где n — заданное контрольное число оборотов диска фазового счетчика за время t_c в секундах; A_n — число оборотов диска счетчика, соответствующее выработке 1 квт-ч; k — коэффициент трансформатора счетчика.

Таблица 60

Часы	Уровень, см		Показания счетчика	Показания приборов на щите					
	верхнего бьефа	нижнего бьефа		V_v	A_a	A_a	A_a	A_{cp}	$\cos \varphi$
11 00	343	24	81309,1	396	130	140	140	137	0,80
11 15	342	24	81310,7	395	130	145	150	141	0,78
11 30	342	24	81312,4	395	130	140	150	140	0,78

Примечание: Приводка показаний верхней рейки к нижней + 60 см. Напор 3,78 м. Коэффициент трансформатора счетчика $k = 10$. Выработка: $3,3 \times 10 = 33$ квт-ч. Мощность $N = \frac{A}{t} = 66$ квт.

Форма и пример записи показаний электроприборов

Время	Уровень воды, см		Напор H , м	Отсчеты по счетчикам				Показания прибора на щите				Мощность N квт по счетчику		Открытие турбин	Q_T м ³ /сек.
	верхнего	нижнего		способ отсчета	фаза 1	фаза 2	фаза 3	V_L в	A_1 а	A_2 а	A_3 а	$\cos \varphi$	I при $k=80$		
10 40	96	122		I 0,629,9	0545,5	1024,1	360	275	260	250	0,90			10	
10 50				II 25/118 0627,0	25/122 0545,7	25/120 1024,2	375	280	260	260	0,88			10	
11 00			5,19	I 25/116 06271	25/118 0545,8	25/122 1024,3	375	260	250	240	0,92	144	145	10	3,60
11 10				II 25/120 06272	25/120 0545,8	25/118 1024,4	375	260	250	240	0,92			10	
11 20	98	122		I 25/117 0627	25/120 0545,9	25/120 1024,5	380	460	250	240	0,90			10	

Примечания: 1. Отметки нуля рейки верхнего бьефа 8,15 м усл., рейки нижнего бьефа 2,71 м усл. 2. Собы отсчета по счетчикам: I — обычный по показаниям счетчика, II — по времени в секундах за 25 оборотов диска счетчика. Переходное число 1 квт-ч = 1250 об.

Форма записи показаний электроприборов может быть более или менее развернутой и насыщенной данными наблюдений в зависимости от наличия, типа и степени надежности приборов, а также условий проведения тарифовки. При нали-

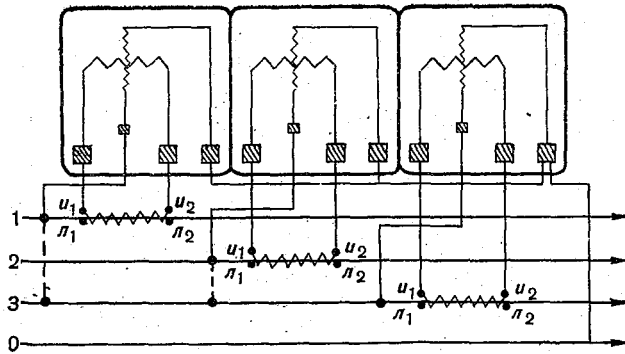


Рис. 167. Схема подключения однофазных счетчиков типа СО в сеть.

— правильное, - - - неправильное.

чии одного надежного трехфазного счетчика все записи, естественно, более кратки, а при трехфазных счетчиках и дополнительной проверке показаний по оборотам диска они более развернуты и полны.

Таблица 62

ГЭС

Ведомость измеренных расходов воды через турбину при установлении связи $Q = f(a)$

Дата	Номер турбины	Открытие турбины	Время очередного пуска турбины, ч. м.	Время начала и конца измерения расхода, часы	Створ	Уровень, см			Напор H , м	Средняя мощность за время измерения N квт	Измеренный расход воды Q м ³ /сек.	Расход утечек воды $Q_{\text{ф}}$ м ³ /сек.	Расход воды через турбину, $Q_{\text{т}}$ м ³ /сек.	Примечание
						верхнего бьефа	нижнего бьефа	гидроствора						
10/VII	1	18°	17 00	19—21	Русло	354	80	72	2,74	97	5,01	0,30	4,71	
11/VII	1	20°	8 05	12—15	Подводящий канал	358	82	—	2,76	104	5,07	—	5,07	

В табл. 60 и 61 даны примеры записи в первом и втором случае.

Записи по краткой форме производятся во время измерения на отдельном листке (в блокноте), который затем вклеив-

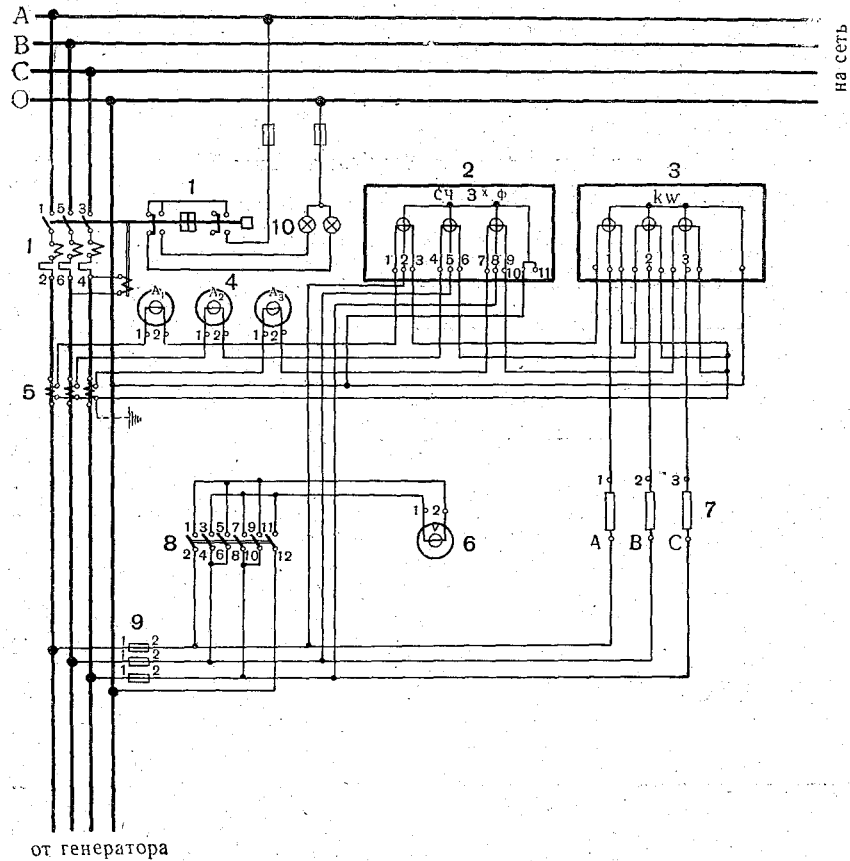


Рис. 168. Принципиальная схема включения основных электроприборов на панели трехфазного генератора на малых ГЭС.

1 — масляный выключатель; 2 — счетчик трехфазного тока; 3 — киловаттметр; 4 — амперметры на фазах; 5 — трансформаторы тока; 6 — вольтметр; 7—9 — предохранители; 8 — рубильник; 10 — контрольные лампы.

вается в журнал расхода воды; записи по развернутой форме также желательно переносить в журнал расхода воды или прилагать к нему, но, кроме того, на них заводится отдельная тетрадь.

В ряде случаев, как уже указывалось, требуется проверка правильности показаний счетчиков с помощью КИП. Причина

неправильности показаний счетчиков иногда заключается в неправильном присоединении их к сети. Схема правильного присоединения дана на рис. 167, где пунктиром показано неправильное присоединение. Схема включения основных приборов дана на рис. 168. Схема включения в сеть приборов КИП изображена на рис. 169. Поверку с помощью КИП обычно приходится ограничивать одной фазой, так как прежде всего трудно достать три комплекта точных приборов, затем само включение КИП требует времени и сноровки.

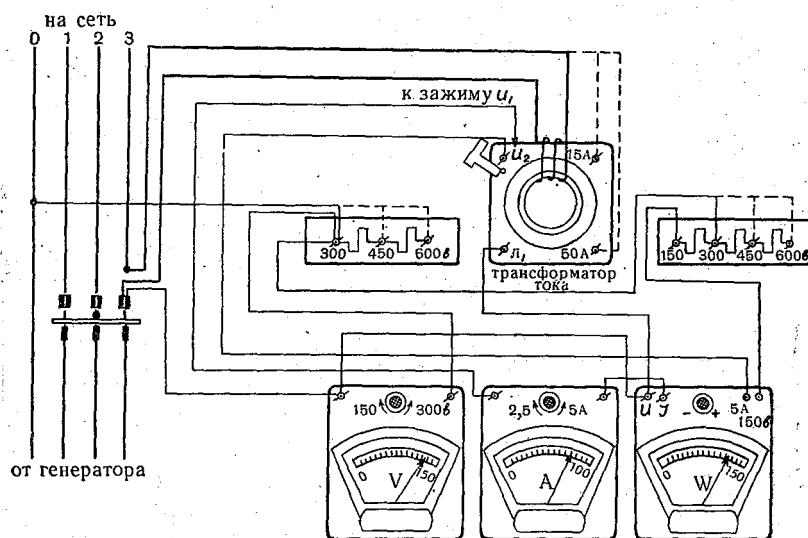


Рис. 169. Схема соединения и включения комплекта приборов типа КИП.

Поверку работы электроприборов с помощью КИП и вообще тарировку турбин следует производить в условиях обычного режима работы ГЭС. Отключение турбины от сети и нагрузка ее в целях тарировки на водяной реостат («батарея» из ряда железных листов, погруженная в воду) (рис. 170), создают условия стопроцентной бытовой нагрузки, чему соответствуют значения $\cos \varphi \cong 1,00$ и КПД генератора на несколько процентов больше, чем при аналогичной по величине сетевой нагрузке [52]. По данным точного ваттметра, входящего в состав КИП, проверяются прежде всего показания счетчика фазы, к которой приключен ваттметр. При более или менее равномерном распределении нагрузки по фазам такая поверка

будет служить одновременно и поверкой для показаний других счетчиков.

Ведомость расходов воды, измеренных при тарировке турбин, может иметь различную форму в зависимости от условий измерений. Примерные формы ведомости приводятся в табл. 62 и 63.

Тарировка турбин малой ГЭС при небольших колебаниях напора может быть закончена обычно в один сезон, иногда даже за несколько дней. При значительных колебаниях напора и необходимости осветить всю или большую часть амплитуды этих колебаний измерениями, например в случаях долговременных понижений напора в половодье, тарировка производится в 2—3 приема.

Кроме того, тарировка иногда затягивается, и требуются повторные измерения в случаях, когда по ее данным получается недостаточно тесная связь между величиной расхода воды и мощностью. Причиной здесь может быть не только неточность гидрометрических измерений или наблюдений за выработкой, но и неточность показаний электроприборов, о чем говорилось выше. Вопрос этот освещен дополнительно в примерах тарировки и расчетов по отдельным ГЭС (см. стр. 291).



Рис. 170. Водяной реостат перед погружением в воду.

Тарировка водосливных отверстий

Тарировка водосливных отверстий в тех случаях, где она признана необходимой (см. стр. 248), имеет ближайшей практической целью получение достаточного числа опорных значений расходов воды через тарируемое отверстие, которые позволили бы установить надежную расчетную связь между расходом воды и напором для водосливов или расходом воды и напором и величиной открытия для истечения через отверстие. Связь может быть непосредственной или же устанавливаться через посредство соответствующей типу отверстия

гидравлической формулы. В последнем случае измерения служат для уточнения значений коэффициентов расхода m и μ в гидравлических формулах применительно к данным условиям.

Основными гидравлическими формулами, с которыми приходится иметь дело при тарировках и учете стока через водосливные отверстия на малых ГЭС, являются следующие:

$$Q = mb_n H \sqrt{2gH} \text{ — для незатопленных водосливов;}$$

$$Q = \mu b h \sqrt{2gH_{\text{п}}} \text{ — для отверстий в стенке и донных отверстий 1-го рода;}$$

$$Q = \frac{\varphi}{\sqrt{\alpha}} \epsilon b h_{\text{ш}} \sqrt{2g(H - \epsilon h_{\text{ш}})} \text{ — для донных отверстий 2-го рода.}$$

Все обозначения в указанных формулах объяснены в главе II (стр. 96 и 116), где также приведены значения m и μ , рекомендуемые в гидравлических справочниках.

Тарировка производится по краткой программе, по возможности четко формулирующей задачи тарировки и содержание работ (приложение 1). Программа составляется по данным обследования на основании точного знания состояния плотины, повторяемости сбросов, наиболее часто открываемых отверстий и проч.

Измерения производятся на гидростворе на расстоянии до 0,5 км ниже плотины. Каждому измерению должно соответствовать строго определенное открытие того или иного отверстия или группы отверстий в водосливной части плотины, например отверстия 2 (рис. 162). Тарировку водосливных отверстий следует производить при закрытых турбинах. Опыт свидетельствует, что результаты тарировки отдельных отверстий при работе хотя бы одной турбины получаются неудовлетворительными, так как в этих случаях из измеренного расхода приходится вычитать величину расхода воды через турбину (по расчетной таблице) и принятую величину расхода на фильтрацию и утечки. В результате погрешности расчетных расходов воды через турбины и на фильтрацию отражаются на величине расхода через тарлируемое отверстие, составляя в ряде случаев значительную долю от последней.

Тарировку по широкой программе следует производить на спаде половодья, при тарировке отдельных отверстий — в начале межени.

В плане тарировки водосливного отверстия опорные измерения расходов воды приурочиваются в зависимости от характера работы отверстия: при переменном напоре — к круглым значениям напора в пределах его колебаний, при групповых открытиях малоразмерных щитов — к обычно применяемым комбинациям их открытий, при неполных открытиях крупных щитов — к характерным открытиям, например среднему и крайним.

Тарировка отверстий планируется в соответствии с условиями работы отверстий и обоснованной практикой их открытия выборочно — для наиболее обычных открытий отдельных щитов и групп щитов.

Ниже приведены примеры плана тарировки водосливных отверстий в различных случаях:

1. В плотине, закрываемой многочисленными малоразмерными щитами (рис. 171), в межень и летне-осенние паводки обычно открываются щиты верхнего ряда в среднем пролете, а весной — большая часть или все щиты верхнего ряда и

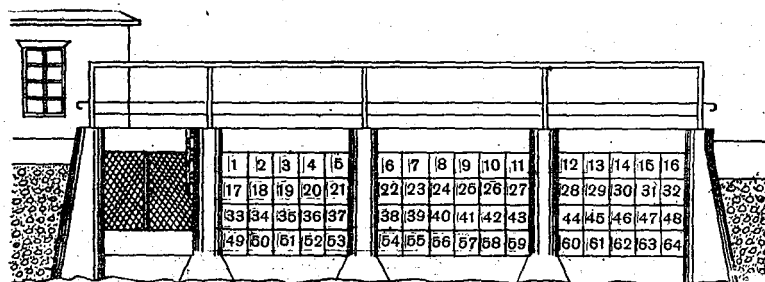


Рис. 171. Водосливное отверстие плотины с четырьмя рядами щитов малых размеров.

щиты второго ряда в среднем пролете. Обычные колебания уровня верхнего бьефа не превышают 20 см.

План тарировки

№ открытых отверстий	Уровень верхнего бьефа, см	Число расходов
7	450	1
7	430	1
9	440	1
7, 8	440	2
7, 8, 9	440	1
2, 3, 4	450	1
7, 23	430 - 450	2
7, 8, 23, 24	440	2
7, 8, 9, 23, 24, 25	430 - 450	1
		Всего 12

2. Водосливное отверстие плотины, состоящее из 3 рядов маломерных щитов, открывается весной полностью, после чего закрытие производится постепенно: для нижних двух рядов целыми рядами, для верхнего ряда — частично (рис. 172).

План тарировки

Открытие	Число расходов
полное	4
при закрытом нижнем ряде	4
при закрытых двух нижних рядах	4
при закрытых двух нижних рядах и различным частичном закрытии верхнего ряда	6—8
	Всего 18—20

Напор, а следовательно, и уровни верхнего бьефа в данном случае задавать нельзя, кроме как при тарировке верхнего ряда. Здесь тарировать следует при уровнях верхнего бьефа, соответствующих обычным условиям сбросов.

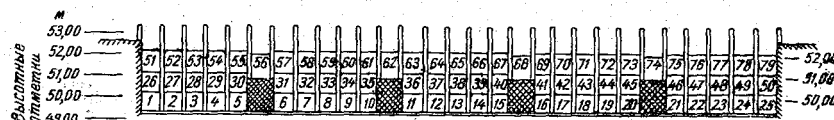


Рис. 172. Водосливное отверстие плотины с тремя рядами щитов малых размеров.

3. Плотина закрывается крупноразмерными щитами по одному в пролете (рис. 162). Щит открывается неполностью путем поднятия на различную высоту. Колебания уровня верхнего бьефа не превышают 0,5 м.

План тарировки

Открытие	Уровень верхнего бьефа, см	Число расходов
0,10 м	360—400	2
0,20 от высоты щита и т. д.	360—400	2
до 0,70 от высоты щита	360—400	10
		Всего 14

Измерения расходов воды на гидростворе следует производить, по возможности, при малых колебаниях напоров. При тарировке водосливных отверстий рекомендуется прибегать к многовертушечному способу измерения как в этих целях, так и для уменьшения расходования воды в случаях, когда сбросы даются специально для тарировки (рис. 155).

Ускоренный метод измерения приобретает особенное значение при больших величинах измеряемых расходов. При значительных колебаниях уровня верхнего бьефа необходимо отмечать его при каждом переходе с вертикали на вертикаль.

Для характеристики результатов тарировки водосливных отверстий ниже приведены данные двух тарировок относительно крупного щитового отверстия (табл. 64 и рис. 162), произведенных в первом случае по трем опорным открытиям, а во втором — по 5 открытиям (7 измерений). Измерения производились одной вертушкой в однородных условиях на русловом гидростворе в 150 м ниже ГЭС.

Таблица 64

Результаты тарировок щитового отверстия № 2

№ расхода	Открытие щита, м	Уровень верхнего бьефа, см	Средний напор над центром отверстия, м	$Q_{изм.}$ м ³ /сек.	μ
1-я тарировка					
1	0,25	374—370	2,31	5,50	0,68
2	0,45	333—364	2,20	7,56	0,53
3	0,75	373—348	1,88	12,45	0,56
2-я тарировка					
1	0,50	365—346	1,87	9,73	0,665
2	0,50	376—373	2,08	9,81	0,640
3	0,40	370—365	2,07	8,01	0,653
4	0,30	364—369	2,11	6,15	0,662
5	0,30	346—351	1,92	5,86	0,665
6	0,20	355—358	2,06	3,96	0,644
7	0,10	363—372	2,22	2,06	0,647

В первом случае результаты тарировки недостаточны для принятия определенных значений коэффициента расхода в соответствующей гидравлической формуле и требуется дальнейшая тарировка. На результатах тарировки, очевидно, оказались значительные колебания напора во время измерений при недостаточно полных наблюдениях за его колебаниями.

Во втором случае результаты тарировки вполне удовлетворительны. Полученное среднее устойчивое значение $\mu=0,65$ может быть использовано для составления расчетной таблицы расходов воды с помощью формулы истечения через отверстие $Q = \mu b h_{ш} \sqrt{2gH_{ш}}$ [46].

Измерение расходов фильтрации и утечки

Суммарный расход фильтрации и утечек на всех сооружениях малой ГЭС складывается из:

- 1) расхода фильтрации через грунты под зданием ГЭС;
- 2) расхода утечек через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин;
- 3) расхода фильтрации через грунты под водосливной частью плотины, а также в обход плотины и через земляные дамбы;
- 4) расхода утечек через неплотности затворов отверстий водосливной части плотины.

Расходы на фильтрацию через грунты под сооружениями и через земляные дамбы обычно весьма невелики и учитываются вместе с расходами на утечки. При этом фильтрационный расход под зданием ГЭС учитывается вместе с утечками через направляющий аппарат неработающих турбин, а фильтрационный расход под водосливной частью плотины и через земляные дамбы — вместе с утечками через неплотности затворов водосливных отверстий. Значительные величины расходов фильтрации под сооружениями и через земляные дамбы свидетельствуют об аварийном состоянии сооружений.

Расход фильтрации и утечек через неплотности направляющего аппарата неработающих турбин проще всего измерять в отводящем канале ГЭС во время, когда все турбины не работают. К измерению возможно приступить через 10—15 мин. после полной остановки турбин. Затворы водосливных отверстий плотины также должны быть закрыты. В противном случае уровень в отводящем канале ГЭС будет подперт со стороны потока, идущего с плотины, и скорости в отводящем канале упадут до весьма малых величин, затрудняющих их измерение. При возможности, допускаемой компоновкой здания ГЭС, расход утечек и фильтрации должен быть измерен для каждой турбины в отдельности.

Расход фильтрации и утечек через неплотности затворов водосливных отверстий может быть измерен двояким путем: или непосредственно на створе, расположенном ниже плотины, но выше выхода в русло отводящего канала ГЭС, или на створе, расположенном в русле ниже выхода отводящего канала ГЭС. В последнем случае расход фильтрации и утечек через неплотности затворов будет равен измеренному в створе расходу за вычетом расхода фильтрации и утечек через направляющий аппарат неработающих турбин, измеренного особо. Измерение расхода фильтрации и утечек на створе в русле реки следует производить также при неработающих турбинах и спустя 1,5—2,0 часа после того, как будут закрыты турбины и плотина, т. е. после того, как спадет и установится уровень в нижнем бьефе.

Следует иметь в виду, что расходы фильтрации и утечек при нормальном состоянии сооружений и оборудования невелики и будут проходить при малых глубинах, возможно, отдельными сосредоточенными струями. Для измерения этих расходов в ряде случаев потребуется упорядочение русла в створе, т. е. местное углубление его и сбор отдельных струй в один общий поток.

Измерения повторяются 2—3 раза и за величину расхода принимается среднее из них.

Расходы фильтрации и утечек как на ГЭС, так и на плотине могут изменяться с изменением величины напора. Величина напора может меняться в течение года, например, в результате сезонного регулирования стока. Поэтому желательно измерять расходы фильтрации и утечек при различных значениях напора с тем, чтобы установить их зависимость от напора, и в дальнейшем при учете стока пользоваться осредненными по сезонам величинами расхода фильтрации и утечек.

4. СОСТАВЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ И ВЫЧИСЛЕНИЕ РАСХОДОВ ВОДЫ

Составление расчетных зависимостей или установление определенных величин расходов воды при учете стока на ГЭС производится отдельно для каждой составляющей суммарного расхода. Также по отдельным составляющим с последующим суммированием производится вычисление ежедневных расходов воды.

Вычисление расхода воды через турбины

Для вычисления расходов воды через турбины используются данные их тарифовки. При нескольких турбинах и достаточной освещенности данными тарифовки каждой из них вопрос о составлении отдельных или общей расчетных зависимостей для этих турбин решается по результатам тарифовки.

Данные тарифовки в отношении расходов воды через турбины могут, как уже указывалось, в зависимости от характера и режима работы ГЭС выражаться в различном виде, а именно:

1. При работе ГЭС в энергосистеме и при равномерной, хотя и различной в различные периоды (от нескольких часов до нескольких суток) нагрузке устанавливается связь расходов воды Q_t с открытием турбины a .

Эта связь в общем случае будет выражаться в виде серии кривых связи, из которых каждая отдельная кривая соответствует одному определенному значению напора (рис. 163).

При преобладании более или менее постоянного напора данными тарировки может быть освещена только основная кривая связи, соответствующая напору наиболее частой повторяемости. Для остальных значений напора в пределах его изменения в подобных случаях кривые связи строятся путем пересчета опорных точек связи Q и a основной кривой на другое значение напора при использовании известной формулы подобия

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}},$$

где Q — значение расхода воды с основной кривой связи при определении открытия турбины a и напоре H ; Q_1 — искомое значение расхода воды при том же открытии турбины a и напоре H_1 .

На рис. 163 изображены кривые связи расхода воды через турбину в зависимости от ее открытия при различных напорах для радиально-осевой турбины Фойта. Кривые связи при напоре частой повторяемости $H = 3,0$ м получены по данным тарировки, а кривые связи при напорах редкой повторяемости $H = 2,5$ м и $H = 3,5$ м построены при использовании указанной выше формулы.

Координаты всех трех кривых приведены в табл. 65.

Таблица 65

Расходы воды (Q м³/сек) через радиально-осевую турбину в зависимости от открытия турбины и напора

Открытия турбины в условных единицах	Напор H м		
	2,5	3,0	3,5
23	5,48	6,0	6,48
20	4,75	5,2	5,62
19	4,56	5,0	5,40
18	4,38	4,8	5,18
17	4,11	4,5	4,85
15	3,47	3,8	4,10
10	1,92	2,1	2,27

Для практического использования при вычислении стока табл. 65 может быть развернута в расчетную таблицу путем интерполяции значений Q для величин напора через каждые 0,01, 0,05 или 0,10 м (в зависимости от изменения значений расхода с колебанием величины напора) и для различных значений открытия.

В отдельных случаях при малых колебаниях напора, влияние которых на расход воды при тарировке уловить не уда-

лось, достаточно дать расчетную таблицу расходов воды и открытия турбины при одном среднем значении напора, например, $H = 3,0$ м. При таком подсчете стока отдельные резкие отклонения напора от средней его величины учитываются путем вычисления в необходимых случаях соответствующих им расходов воды по формуле подобия.

2. При работе ГЭС с неравномерной нагрузкой и непрерывными колебаниями ее, регулируемые (автоматически или вручную) изменением открытия турбины (такой характер работы обычен для одиночных ГЭС), устанавливается связь расходов воды Q_t с часовой выработкой энергии или средней за час мощностью турбины N_{cp} .

Связь расходов воды и мощности турбины и в данном случае выражается серией кривых, соответствующих каждой определенному значению напора.

При преимущественно незначительных колебаниях напора тарифовкой обосновывается только кривая связи Q и N , соответствующая напору наиболее частой повторяемости (см. приложение 5); кривые связи при других значениях напора, в пределах его изменения, строятся в подобном случае путем пересчета опорных точек связи Q и N основной кривой на то или иное значение напора при использовании следующих формул подобия:

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \quad \text{и} \quad \frac{N}{N_1} = \frac{QH}{Q_1 H_1} = \frac{H\sqrt{H}}{H_1\sqrt{H_1}},$$

где искомыми величинами являются Q_1 и N_1 .

На рис. 163 изображены три кривые связи расходов воды и мощностей турбины, причем средняя кривая соответствует напору частой повторяемости $H = 3,0$ м и обоснована данными тарифовки, а кривые при $H = 2,5$ м и $H = 3,5$ м построены с помощью указанных выше формул подобия.

Координаты всех трех кривых приведены в табл. 66.

Таблица 66

Расходы воды через радиально-осевую турбину в зависимости от мощности на зажимах генератора и напора

$H = 2,5$ м		$H = 3,0$ м		$H = 3,5$ м	
Q м ³ /сек.	N квт	Q м ³ /сек.	N квт	Q м ³ /сек.	N квт
5,5	91	6,0	120	6,5	151
4,8	82	5,2	108	5,6	136
4,6	80	5,0	105	5,4	133
4,4	78	4,8	102	5,2	128
4,1	74	4,5	97	4,9	122
3,5	62	3,8	82	4,1	103
1,9	30	2,1	40	2,3	50

Пример пересчета:

$$H = 3,0 \text{ м}, H_1 = 2,5 \text{ м}, Q = 6,0 \text{ м}^3/\text{сек.}, N = 120 \text{ квт};$$

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \quad Q_1 = \frac{Q\sqrt{H_1}}{\sqrt{H}} = \frac{6\sqrt{2,5}}{\sqrt{3}} = 5,5 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

$$\frac{N}{N_1} = \frac{H\sqrt{H}}{H_1\sqrt{H_1}}; \quad N_1 = \frac{NH_1\sqrt{H_1}}{H\sqrt{H}} = \frac{120 \cdot 2,5\sqrt{2,5}}{3,0\sqrt{3,0}} = 91 \text{ квт.}$$

При значительных и неравномерных колебаниях мощности в течение часа значения расходов воды, соответствующие средним часовым мощностям, регистрируемым на ГЭС, получаются не вполне точными за счет кривизны графиков связи Q и N . Однако ошибка в большинстве случаев невелика, что видно из примеров, приводимых в табл. 67.

Т а б л и ц а 67

Распределение мощности (N) в течение часа	N квт	Q м ³ /сек.	$Q_{\text{ср. взв}}$ м ³ /сек.	$N_{\text{ср. взв}}$ квт	$Q_{\text{ср}}$ м ³ /сек.	ΔQ %
1. $t_1 = 45$ мин.	117,5	6,0	5,50	109	5,23	-4,9
$t_2 = 15$ "	84,0	4,0				
2. $t_1 = 15$ "	117,5	6,0	4,50	92	4,36	-3,1
$t_2 = 45$ "	84,0	4,0				
3. $t_1 = 45$ "	115	5,63	5,47	112,5	5,43	-0,7
$t_2 = 15$ "	105	5,0				

Примечание: Значения $Q_{\text{ср}}$ в графе 6 получены по кривым связи $Q = f(N)$ и по соответствующим значениям $N_{\text{ср. взв}}$ (гр. 5).

Вычисление ежедневных расходов воды в целях подсчета стока производится через каждую отдельную турбину при использовании зависимостей типа приведенных на рис. 163 или по соответствующим расчетным таблицам следующим образом: по данным на каждый час о величине открытия или величине мощности при данном значении напора снимается с соответствующей кривой связи или выбирается из расчетной таблицы значение часового расхода воды. По значениям часовых расходов (за сутки) подсчитывается среднесуточный расход воды как средняя величина из часовых расходов.

Значения расхода воды берем из табл. 66 для соответствующих открытий турбины при напоре 3,0 м, пренебрегая незначительными колебаниями его.

Выписка из журнала выработки ГЭС

Дата	Часы	Уровень верхнего бьефа, см	Уровень нижнего бьефа, см	Напор, м	Время пуска турбины, час.	Открытие турбины, усл. ед.	Время остановки турбины, час.	Выработка, квт-ч.
6/IX	1	335	13	3,22	6	—	—	—
	2	336	13	3,23		—		—
	3	337	13	3,24		—		—
	4	338	13	3,25		—		—
	5	339	13	3,26		—		—
	6	340	13	3,27		—		—
	7	339	32	3,07		18		94
	8	338	33	3,05		18		91
	9	337	33	3,04		18		90
	10	337	33	3,04		18		89
	11	336	33	3,03		18		89
	12	335	33	3,02		18		88
	13	335	33	3,02		18		88
	14	334	33	3,01		18		89
	15	333	33	3,00	18	15	88	
	16	334	15	3,19	—	—		
	17	335	13	3,22	—	—		
	18	336	13	3,23	—	—		
	19	336	13	3,23	—	—		
	20	337	13	3,24	20	—		
	21	336	40	2,96	23	100		
	22	335	40	2,95	23	100		
	23	334	40	2,94	23	100		
	24	333	40	2,93	23	100		

Получаем:

открытие «18» $Q_1 = 4,8 \text{ м}^3/\text{сек.}; \Delta t_1 = 9 \text{ час.};$

открытие «23» $Q_2 = 6,0 \text{ м}^3/\text{сек.}; \Delta t_2 = 4 \text{ час.};$

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_1 \Delta t_1 + Q_2 \Delta t_2}{24} = \frac{4,8 \cdot 9 + 6,0 \cdot 4}{24} = 2,80 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При наличии нескольких турбин их расходы суммируются.

Подсчет среднесуточных расходов воды через турбину можно упростить, строя и используя связи среднесуточных расходов воды и суточных выработок энергии. Однако использование подобных связей допустимо только при работе турбины с малыми колебаниями мощности и выработки.

При резких колебаниях нагрузки и выработки в различные сутки подсчет стока по суточным значениям выработки недопустим, так как изменения напора и коэффициента полезного действия турбины, сопровождающие колебания выработки,

нарушают однозначную связь между значениями суточных выработок и расходов воды.

Пример. Агрегат ГЭС по условиям нагрузки работал 6/X в течение 12 час. при мощности 100 квт с кпд 0,8; 7/X тот же агрегат работал 24 часа при мощности 50 квт с кпд 0,6; напор в обоих случаях 4 м.

Выработка как за первые, так и за вторые сутки одинакова и равна:

$$6/X \quad 100 \times 12 = 1200 \text{ квт-ч.}$$

$$7/X \quad 50 \times 24 = 1200 \text{ квт-ч.}$$

По кривой связи суточных выработок и среднесуточных расходов расход воды за 6/X и за 7/X должен, очевидно, получаться одинаковым, что неверно.

Действительно, по известной зависимости, связывающей основные параметры турбины N , η , Q и H ,

$$N = 9,81 \eta Q H,$$

расход воды, соответствующий часовой выработке, и среднесуточный расход получаются равными

$$6/X \quad Q_{\text{час}} = \frac{N_1}{9,81 \cdot \eta_1 H} = \frac{100}{9,81 \cdot 0,8 \cdot 4,0} = 3,18 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q_{\text{сут}} = \frac{3,18 \cdot 12}{24} = 1,59 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

$$7/X \quad Q_{\text{час}} = \frac{N_2}{9,81 \eta_2 \cdot H} = \frac{50}{9,81 \cdot 0,6 \cdot 4,0} = 2,13 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

$$Q_{\text{сут}} = \frac{2,13 \cdot 24}{24} = 2,13 \text{ м}^3/\text{сек.},$$

т. е. расхождение между расходами воды в указанные два дня оказывается значительным.

Вычисление расхода воды через водосливные отверстия

Для вычисления расходов воды через водосливные отверстия составляются расчетные таблицы, связывающие расходы воды через то или иное щитовое отверстие или группу однотипных щитовых отверстий с напором (здесь напор определяется как разность отметок уровня верхнего бьефа и порога или центра щитового отверстия) или уровнем верхнего бьефа, а при неполном открытии отверстия и с величиной открытия.

Расчетные таблицы составляются на основе достоверных данных тарировки.

В отношении полноты этих данных возможны два случая:

1. Данные тарировки достаточно полны для составления расчетной таблицы для всей амплитуды колебания напора непосредственно по этим данным.

2. Данные тарировки достаточны только для уточнения коэффициентов расхода в гидравлической формуле, соответствующей виду водосливного отверстия и форме истечения. В этом случае значения расхода для всей амплитуды колебания напора определяются по соответствующей гидравлической формуле с коэффициентом расхода, полученным по данным тарировки.

Для маломерных щитов одного горизонтального ряда, открываемых полностью, при расположении нижней грани отдельных щитов этого ряда практически на одной высоте (отклонения от средней высоты не более 3—5% от высоты щита) и близких значениях расходов воды через отдельные щиты по данным тарировки значения расходов воды через любое щитовое отверстие одного и того же ряда допустимо давать при одних и тех же уровнях одинаковыми. В качестве примера табличной формы зависимости расхода воды через щитовое отверстие от уровня воды верхнего бьефа приводится табл. 68.

Таблица 68

Расходы воды (Q м³/сек.) через водосливные отверстия (щиты) плотины ГЭС

Уровень воды верхнего бьефа, см.	Расход воды через щит		
	щит 1-го ряда	увеличение за счет щита 2-го ряда	увеличение за счет щита 3-го ряда
440	1,65	3,60	5,25
441	1,66	3,62	5,26
442	1,67	3,63	5,26
443	1,68	3,65	5,27
444	1,69	3,66	5,27
445	1,70	3,67	5,28
446	1,71	3,69	5,28
447	1,72	3,70	5,29
448	1,73	3,72	5,29
449	1,74	3,73	5,30
450	1,75	3,75	5,30

и т. д.

Примечание. При открытии щитов двух или трех рядов расход получается суммированием цифр соответственно двух или трех колонок таблицы.

При расположении нижних граней отдельных однотипных щитов одного и того же горизонтального ряда на различной высоте (отклонения от средней высоты более чем на 5% от высоты щита) зависимость расхода воды через щитовое отверстие от напора строится одна для всех щитов. Расчетная

таблица расходов воды через щитовое отверстие в результате перехода от напора к уровням верхнего бьефа и учета разного высотного положения щитов составляется отдельно для каждого щита.

На рис. 173 изображена кривая зависимости расходов воды через одно щитовое отверстие верхнего ряда щитов от напора, полученная на основе данных тарировки нескольких

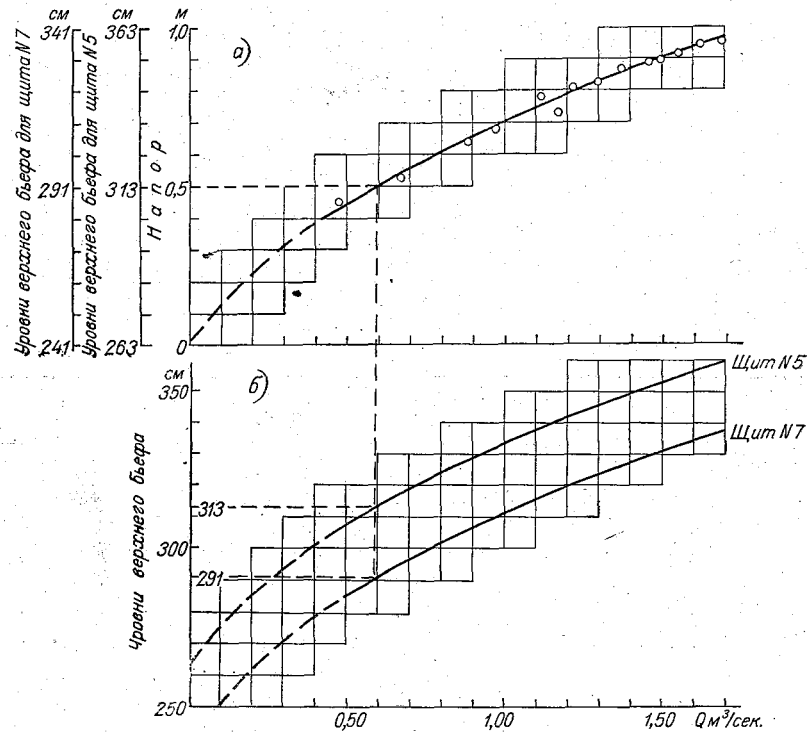


Рис. 173. Кривые зависимости расхода воды через щитовое отверстие: а — от напора; б — от уровня верхнего бьефа.

щитов верхнего ряда (точки измеренных расходов воды нанесены на чертеже).

Приведенная кривая связи служит основой для составления расчетной таблицы.

На рис. 173 рядом со шкалой напоров показаны шкалы уровня верхнего бьефа для щитов № 5 и 7, из которых щит № 5 расположен на 22 см выше щита № 7. В результате график зависимости расходов воды от уровня верхнего бьефа для щита № 5 оказывается сдвинутым на 22 см вверх по отношению к графику зависимости для щита № 7.

В соответствии с высотой расположения остальных щитов будут располагаться в поле координат и зависимости для расходов воды от уровня верхнего бьефа для этих щитов. Пример подобной расчетной таблицы расходов воды через отдельные щиты верхнего ряда приведен ниже.

При использовании для составления расчетной таблицы той или иной гидравлической формулы с уточненным по данным тарировки значением коэффициента расхода расчет расходов воды производится обычным путем.

Таблица 69

Расходы воды (м³/сек) в зависимости от уровня верхнего бьефа для щитов верхнего ряда

Уровень верхнего бьефа, см	№ щита											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
...
335	1,19	1,10	1,40	1,17	1,05	1,38	1,63	1,40	1,32	1,43	1,57	1,48
336	1,22	1,12	1,43	1,19	1,07	1,40	1,66	1,43	1,35	1,46	1,60	1,51
337	1,24	1,14	1,46	1,22	1,10	1,43	1,69	1,46	1,38	1,48	1,63	1,54
338	1,27	1,17	1,48	1,24	1,12	1,46	1,72	1,48	1,40	1,51	1,66	1,57
339	1,29	1,19	1,51	1,27	1,14	1,48	1,75	1,51	1,43	1,54	1,69	1,60
340	1,32	1,22	1,54	1,29	1,17	1,51	1,78	1,54	1,46	1,57	1,72	1,63
341	1,35	1,24	1,57	1,32	1,19	1,54	1,81	1,57	1,48	1,60	1,75	1,66
342	1,38	1,27	1,60	1,35	1,22	1,57	1,84	1,60	1,51	1,63	1,78	1,69
343	1,40	1,29	1,63	1,38	1,24	1,60	1,87	1,63	1,54	1,66	1,81	1,72
344	1,43	1,32	1,66	1,40	1,27	1,63	1,91	1,66	1,57	1,69	1,84	1,75
345	1,46	1,35	1,69	1,43	1,29	1,66	1,94	1,69	1,60	1,72	1,87	1,78

и т. д.

Расчетные расходы воды вычисляются по формуле при различных значениях напора H . Ширина отверстия известна из данных обмера щитовых отверстий.

Таблица расчетных расходов воды в случае открытия щитового отверстия не на полную высоту щита (при щитах крупных размеров) составляется, как известно, с учетом зависимости расхода воды от двух переменных — напора над центром отверстия или уровня верхнего бьефа и величины открытия.

Расчетную таблицу расходов воды составляют первоначально в зависимости от напора над центром отверстия, а затем приводят напоры к уровням верхнего бьефа. Для перевода напоров в уровни верхнего бьефа рекомендуется пользоваться вспомогательным графиком (рис. 174).

По вспомогательному графику определяют величины напора относительно центра отверстия, соответствующие круглым

значениям уровня верхнего бьефа 340, 350, 360 см и т. д. при определенном открытии щита (в данном на рис. 174 примере на 0,20 м).

По гидравлической формуле расхода воды через донное отверстие:

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}}$$

(μ — коэффициент расхода по данным тарировки, b — ширина отверстия, $h_{\text{щ}}$ — высота отверстия, в данном примере равная

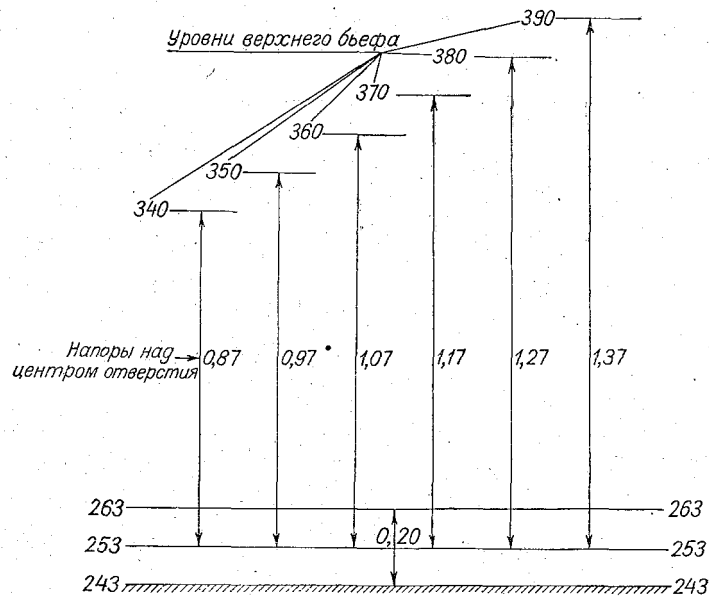


Рис. 174. Вспомогательный график для перевода напоров над центром отверстия в уровни верхнего бьефа.

0,20 м, g — ускорение силы тяжести 9,81 м/сек.², $H_{\text{ц}}$ — напор, равный превышению уровня верхнего бьефа над центром отверстия) вычисляют значения расходов воды, соответствующие полученным напорам, а следовательно, и сопряженным с ними уровням верхнего бьефа, например, для напора 0,87 м и уровня верхнего бьефа 340 см при открытии 0,20 м

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2gH_{\text{ц}}} = 0,60 \cdot 4,04 \cdot 0,20 \cdot 4,43 \cdot 0,93 = 2,00 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Ниже приведен пример таблицы подобного вида (табл. 70).

Для практического использования таблица подобного рода разворачивается в более широкую расчетную таблицу, в которой значения Q даются для уровней верхнего бьефа через 10 см или даже через 1 см, а значения H , как вспомогательные при

Таблица 70

Расходы воды (м³/сек.) через отверстие при неполном открытии щита

Открытие щита, см	Уровень верхнего бьефа, см					
	340	350	360	370	380	390
10 <i>H</i>	92	102	112	122	132	142
10 <i>Q</i>	1,03	1,03	1,14	1,18	1,23	1,2
15 <i>H</i>	90	100	110	120	130	140
15 <i>Q</i>	1,53	1,61	1,69	1,77	1,84	1,91
20 <i>H</i>	87	97	107	117	127	137
20 <i>Q</i>	2,00	2,10	2,21	2,32	2,42	2,51
и т. д.						

первоначальном вычислении опорных точек, могут быть опущены (см. приложение 6).

Вычисление ежедневных расходов воды через щитовые отверстия производится на основе записей в журнале открытия щитов и расчетной таблицы.

При колебании расхода воды через щитовое отверстие вследствие колебания уровня верхнего бьефа в течение суток среднесуточный расход через этот щит вычисляется как средневзвешенный из всех различных расходов за сутки.

При открытии в течение суток нескольких щитовых отверстий среднесуточные расходы через отдельные отверстия суммируются.

Пример.

Выписка из журнала открытия щитов плотины ГЭС

Дата	Открытие			Закрытие		
	время, часы	уровень верхнего бьефа, см	№ щитов	время, часы	уровень верхнего бьефа, см	№ щитов
6/IX	2	340	2,3			
	3	339	2,3			
	4	337	2,3			
	5	335	2	5	335	3
	6	334	2			
	7	333	2			
	8	332	—	8	332	2

Примечание. С 0 до 2 час. и с 8 до 24 час. все щиты закрыты.

При небольших колебаниях уровня верхнего бьефа допустимо брать средние значения уровня за период работы щитовых отверстий.

По табл. 69 расход воды через щит № 2 при среднем уровне верхнего бьефа 336 см $Q_2 = 1,12 \text{ м}^3/\text{сек.}$, через щит № 3 при среднем уровне верхнего бьефа 338 см $Q_3 = 1,48 \text{ м}^3/\text{сек.}$;

$$Q_{\text{ср. сут}} = \frac{Q_2 \Delta t_2 + Q_3 \Delta t_3}{24} = \frac{1,12 \cdot 6 + 1,48 \cdot 3}{24} = 0,47 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

При открытии однотипных щитов одного горизонтального ряда, для которых по условиям их расположения и данным тарировки расходы воды через любое щитовое отверстие приняты при одних и тех же уровнях верхнего бьефа одинаковыми, вычисление расхода воды за сутки производится без разделения по отдельным щитам.

Вычисление фильтрационного расхода воды

Величина расхода утечек и фильтрации в створе ГЭС складывается из нескольких составляющих, указанных на стр. 278.

При закрытых турбинах потери в створе ГЭС всегда несколько больше, чем при действующих турбинах за счет утечек через неплотности в закрытом направляющем аппарате турбин. Например, полный расход воды на утечки и фильтрацию при закрытых турбинах равняется

$$Q_{\phi_1} = 0,40 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

расход воды на утечки при закрытых турбинах

$$Q_{\phi_T} = 0,10 \text{ м}^3/\text{сек.};$$

расход воды на утечки и фильтрацию при работе турбин

$$Q_{\phi_2} = Q_{\phi_1} - Q_{\phi_T} = 0,30 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Величина расхода воды на утечки и фильтрацию в створе ГЭС учитывается по данным тарировки.

При работе турбины неполное время суток среднесуточный расход воды на утечки вычисляется как средневзвешенный из различных по величине в течение суток расходов на утечки.

Пример. Фильтрационный расход воды в створе ГЭС при закрытой турбине составляет

$$Q_{\phi_1} = 0,40 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Фильтрационный расход при работе турбины составляет

$$Q_{\phi_2} = 0,30 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

6/IX турбина работала 13 час. и стояла 11 час.

$$Q_{\text{ф. сут}} = \frac{0,40 \cdot 11 + 0,30 \cdot 13}{24} = 0,35 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Суммарный расход воды в створе ГЭС складывается, как указано выше, из расходов воды через турбины, через щитовые отверстия и из фильтрационного расхода. Среднесуточный расход воды за 6/IX в соответствии с разобранными выше примерами составит

$$Q_{\text{сум}} = Q_t + Q_{\text{щ}} + Q_{\text{ф}} = 2,80 + 0,47 + 0,35 = 3,62 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Ниже приведены примеры тарировки турбин и водосливных отверстий на ряде малых ГЭС.

5. ПРИМЕРЫ ВЫПОЛНЕННЫХ ТАРИРОВОК

Тарировка и получение расчетной зависимости для турбины Даймищенской ГЭС

Даймищенская ГЭС является самой верхней станцией в каскаде на р. Оредеже, который входит в систему Ленэнерго, что обеспечивает составляющим его ГЭС постоянную нагрузку. Даймищенская ГЭС, как самая верхняя, свободна от влияния не всегда четкого суточного регулирования стока на других ГЭС.

На ГЭС установлена одна турбина Фойт-IV на 180 квт, которая при среднем напоре 3,0 м и полном открытии турбины дает не более 120 квт.

Заводскими характеристиками турбина не снабжена и в паспорте ее содержатся только следующие данные:

	$D = 140 \text{ см}$		
$H \text{ м}$	2,90	3,40	3,80
$Q \text{ м}^3/\text{сек.}$	5,65	6,00	6,30
$n \text{ об/мин.}$	95	95	95
$N \text{ квт}$	128	162	180

Приведенные данные относятся к оптимальному открытию турбины. Регулярный учет стока на ГЭС решено было организовать в связи с планом постепенного развития этого дела на малых ГЭС.

Отсутствие заводских характеристик потребовало полной тарировки турбины. Постоянная нагрузка и независимость от пусков с других ГЭС определили тарировку на получение зависимости $Q = f(a)$.

Тарировка произведена в обычных условиях работы турбины на сеть. Расходы воды определялись в основном на русловом гидростворе в 200 м ниже ГЭС и частично в подводящем канале. Собственно тарировка была выполнена в межень

1952 г.; контрольные измерения произведены весной 1953 и 1956 гг. (табл. 71).

Измерения в русле производились в 1952 г. в условиях сильного зарастания русла (трава на створе выкашивалась), с мостика, вертушкой на штанге, на 6 вертикалях, трехточечным методом при ширине реки ~ 20 м, т. е. с обычной точностью полевых гидрометрических работ. При измерениях на створе пришлось столкнуться с подъемом уровня после начала работы турбины каждый раз в течение продолжительного времени, несмотря на практически постоянную величину расхода воды, пропускавшуюся в отдельных случаях через турбину, при данном ее постоянном открытии и относительно малых колебаниях среднего напора.

Таблица 71

Измеренные расходы воды через турбину (Q), открытие ее направляющего аппарата (a) и напоры H . Даймищенская ГЭС на р. Оредеже

Дата	Створ	Напор H м	Q м ³ /сек.	a
10/VII 1952 г.	Русловой	3,04	4,71	18
11/VII	Подводящий канал	(3,00)	4,50	18
11/VII	Русловой	3,00	5,08	18
13/VII	"	3,01	5,36	20
27/VII	"	2,94	5,01	20
27/VII	Подводящий канал	2,95	5,07	20
28/VII	Русловой	3,30	2,10	10
30/VII	"	3,16	3,92	15
30/VII	"	3,16	3,64	15
7/VIII	"	2,94	4,76	18
7/VIII	Подводящий канал	2,94	4,62	18
13/VIII	Русловой	2,87	6,24	23
1/X	"	2,97	5,06	19
1/X	"	2,94	5,39	19
2/X	"	3,16	6,06	23
4/IV 1953 г.	Русловой	3,10	4,88	17
3/IV 1956 г.	Подводящий канал	3,12	4,00	15
4/IV	"	3,04	4,43	16
4/IV	"	3,00	5,12	18

Колебания уровня объясняются реакцией сильно заросшего русла на изменение расхода и не служат препятствием для тарировки. Вместе с тем связь между расходами и уровнями воды отсутствует; можно считать, что кривая расходов воды фактически представляет прямую, параллельную оси ординат. Расхождения между остальными расходами воды, измерен-

ными при одинаковых открытиях турбины, лежат в пределах 1—10%, что вполне закономерно для измерений в указанных условиях. Открытия являются величинами заданными. Надо отметить, что вообще открытия турбины на Даймищенской ГЭС изменяются редко вследствие постоянства ее нагрузки и зарегулированности стока. Большинство измерений произведено при напорах около 3,0 м, которые наблюдаются большую часть года. Поэтому было признано достаточно точным и практически обоснованным составить основную расчетную зависимость расходов воды через турбину от ее открытия при преобладающих значениях напора 2,90—3,10 м, опираясь непосредственно на данные измерения (рис. 163). Для учета влияния более значительных отклонений напора (в сторону увеличения в предвесенние месяцы и в сторону уменьшения весной) составлены опорные зависимости расходов воды от открытий при $H = 2,5$ и $3,5$ м, при использовании известных формул подобия

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{V\sqrt{H}}{V\sqrt{H_1}},$$

$$\frac{N}{N_1} = \frac{H\sqrt{H}}{H_1\sqrt{H_1}},$$

где Q и N — расход воды в м³/сек. и мощность в квт, соответствующие наблюдаемому напору H , а Q_1 и N_1 — приведенный расход воды и мощность, соответствующие напору H_1 .

Указанные формулы, строго говоря, применимые при неизменных кпд турбины, не гарантируют абсолютной точности результатов, однако в данных условиях, при устойчивых кпд турбин Фойта и в общем небольших по времени периодах с пониженными и повышенными напорами, они вполне могут быть использованы. Опорные зависимости, приведенные на рис. 163, могут быть развернуты в подробные расчетные таблицы до 1 см напора и 1° открытия.

Сток по Даймищенской ГЭС подсчитывается с 1952 г.; данные вполне доброкачественны и помещаются в гидрологических ежегодниках.

Тарировка и получение расчетной зависимости для турбины Белогорской ГЭС

Белогорская ГЭС на Оредежском каскаде входит в систему Ленэнерго и имеет постоянную нагрузку. Некоторая неравномерность в поступлении воды с выше расположенных ГЭС диктует на Белогорской ГЭС иногда вынужденные изменения в открытии турбины, не обусловленные изменениями нагрузки. В силу указанного, а также с целью получения зависимости Q

от N в условиях постоянной нагрузки турбина на Белогорской ГЭС тарировалась на установление связи

$$Q = f(N),$$

причем под N понимались часовые мощности, численно равные выработке энергии за час, а под Q — соответствующие этим мощностям расходы воды.

На Белогорской ГЭС установлена турбина типа Фойт-IV на 180 квт, т. е. такая же и с теми же данными, что и на Даймищенской ГЭС. ГЭС работает обычно при напорах порядка 3,80 м, и турбина при открытии, близком к полному, дает проектную мощность. Колебания напора, как правило, невелики, кроме периода половодья, когда напор падает.

Измерения расходов воды производились на гидростворе в русле реки, в 160 м ниже ГЭС, так как измерения в подводящем канале оказались невозможными из-за отсутствия доступа к нему, а в коротком отводящем канале при крайне турбулентном характере течения в нем производство измерений было признано недостаточно точным (из трех пробных параллельных измерений расходов воды в отводящем канале и на гидростворе в русле в двух случаях расхождение было порядка 1%, но в одном случае оно превысило 10%).

Тарировка турбины заключалась в измерении расходов воды на гидростворе при различных постоянных открытиях направляющего аппарата турбины (все щиты были закрыты) и одновременной регистрации выработки по счетчику (трехфазному), а также на основе показаний других измерительных приборов — амперметра (I), вольтметра (V_n) и фазометра ($\cos \varphi$), которые дают возможность вычислять мощность по формуле

$$N = \frac{\sqrt{3} V_n I \cos \varphi}{1000} \text{ квт.}$$

Показания с приборов снимались через каждые 10 мин., причем внутричасовых колебаний мощности почти не наблюдалось.

Измерения расходов воды на гидростворе производились при установившемся уровне, поскольку подпора в русле при отсутствии травяной растительности и больших уклонах не было. Некоторые измерения, считаясь с условиями работы ГЭС, приходилось начинать сразу же после того, как устанавливался уровень. Измерения велись с лодки при помощи вертушки на штанге, на 6 вертикалях, трехточечным методом при ширине реки 20—30 м. Всего для тарировки турбин в 1953—1956 гг. измерено 14 расходов воды (табл. 72). Разброс точек в общем невелик.

Значения часовых мощностей, снятые со счетчика, сравнивались в большинстве случаев со значениями, вычисленными

Таблица 72

Расходы воды через турбину (Q) и часовые мощности (N)

Дата измерения расхода воды	Q м ³ /сек.	H (напор) м	N квт по счетчику	$V_{лв}$	$I_{ср а}$	$\cos \varphi$	N квт по формуле	Примечание
17/VII 1953	1,93	4,14	46	—	—	—	—	
17/VII	4,60	3,90	136	—	—	—	—	
17/VII	6,19	3,74	180	—	—	—	—	
18/X 1955	4,46	3,81	145	—	—	—	—	
28/V 1956	6,10	3,90	169	—	—	—	—	
29/V	4,64	3,83	132	410	182	0,99	128	
31/V	6,79	3,88	186	403	253	1,00	177	
31/V	6,13	3,93	181	—	—	—	—	
31/V	(7,09)	3,72	175	410	230	0,99	162	Измерен при небольшом сбросе
31/V	5,34	3,92	165	410	225	0,98	158	
2/VI	2,77	3,80	66	395	140	0,79	75	
6/VII	6,20	3,81	185	400	260	0,95	172	
6/VII	6,54	3,72	182	400	260	0,95	172	
26/IX	6,15	3,76	175	397	248	0,97	164	

по формуле. Как видно из данных, приведенных в табл. 72, расхождения невелики и возникают скорее всего по причине не вполне точных отсчетов по амперметрам и вольтметру при непрерывных колебаниях стрелок этих приборов, но не из-за неточности показаний счетчика.

Нанесение точек расходов воды и сопряженных мощностей на чертеж, а также сравнение между собой значений мощностей, полученных по счетчикам и по формуле, производилось на месте тарировки, и так надо поступать во всех случаях тарировок.

Расходы воды через турбины измерялись при различных напорах, в общем незначительно отличавшихся друг от друга и от того среднего значения напора, примерно равного 3,80 м, около которого колеблются значения напора на ГЭС большую часть года. Поэтому было решено нанести на чертеж первоначально точки связи расходов воды и мощностей, установленных по счетчику, без приведения их к одному напору. Результат получился вполне удовлетворительный, позволивший провести зависимость $Q = f(N)$, которую можно считать действительной для $H = 3,65—4,00$ м (рис. 175).

При приведении по формулам подобия наблюдаемых значений Q и N к одному значению напора $H = 3,80$ м точки и кривая $Q = f(N)$ смещаются незначительно. Построение по формулам подобия серии кривых $Q = f(N)$ для значений $H = 3,60; 3,70; 3,80; 3,90$ и $4,00$ м создает в данном случае только

видимость уточнения и в то же время усложняет обработку материалов и подсчеты стока. Поэтому для расчетов расходов воды при обычных напорах окончательно была принята кривая $Q = f(N)$, полученная по фактически наблюдаемым данным.

В периоды весеннего паводка при падении напоров до значений ниже 3,60 м значения расходов воды должны вычисляться по кривым $Q = f(N)$ (или таблицам) для $H = 3,50$; 3,40 м и т. д., которые могут быть построены с помощью формул подобия или получены по данным дополнительных тарировок при указанных напорах. Последнее едва ли осуществимо,

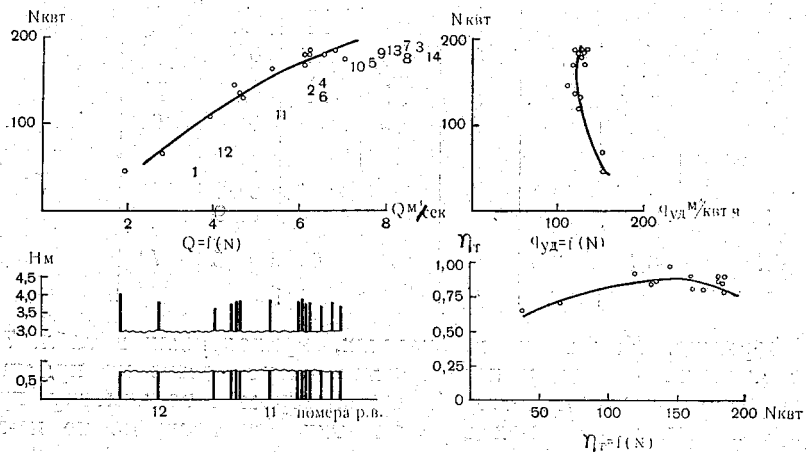


Рис. 175. Рабочие характеристики турбины Белогорской ГЭС по тарировке.

так как искусственно создавать пониженные напоры в межень недопустимо с точки зрения эксплуатации ГЭС, а весной тарировать турбину путем измерений расходов в русле при сбросах, которые надо будет для получения расхода воды через турбину исключить из суммарного расхода, бесполезно вследствие явной неточности подобного метода установления расходов через турбину.

В то же время возможная неточность при подсчете по кривым, установленным по формулам подобия для H ниже 3,60 м, в весенние периоды будет относительно общих вычисляемых расходов воды ничтожной.

Тарировка турбины Ичалковской ГЭС

Ичалковская ГЭС расположена в верхнем течении р. Пьяны (притока р. Суры) и оборудована двумя турбинами типа Фойт-1 мощностью 78 квт каждая. ГЭС работает изолированно

при значительных колебаниях нагрузки. Турбины не имеют заводских характеристик. Регулирование автоматическое. Тарировка и учет стока на Ичалковской ГЭС были намечены в связи со слабой изученностью карстовых рек района, к которым принадлежит и р. Пьяна, и для повышения эффективности работы Ичалковской ГЭС.

Тарировка производилась в подводящих каналах турбин. Скорости течения при определении расхода измерялись в соответствующем тарируемой турбине подводящем канале шириною 3,6 м, на трех вертикалях, одновременно тремя вертушками по трех- и пятиточечному методу. Тарировка производилась на установление связи

$$Q = f(N),$$

где N — среднечасовая мощность в киловаттах, а Q — соответствующий по времени расход воды. Отсчеты брались по счетчикам каждые 10 мин. Предварительная тарировка в 1955 г. дала значительный разброс точек связи Q и N , вследствие чего в 1956 г. тарировка была повторена, и при этом для проверки правильности показаний счетчиков (однофазного тока, типа СО на 220 в и 5 а), постоянно установленных на станции, на ГЭС был временно включен в сеть фазометр, служащий для определения $\cos \varphi$ и, кроме того, к одной фазе были приключены точные контрольно-измерительные приборы (амперметр, вольтметр, ваттметр). Таким образом, оказалось возможным получать для каждого измерения три значения N — по счетчикам, по формуле и по точному ваттметру. Результаты измерений и вычислений приведены в табл. 73. Они свидетельствуют о явном несоответствии между значениями мощности по счетчикам, с одной стороны, и по точному ваттметру, а также по формуле — с другой. При этом, при значениях $\cos \varphi$ порядка 0,9 мощность по счетчикам получается заниженной, а при значениях 0,5—0,75 — завышенной. Поскольку два источника дают сходные между собой результаты (показания стационарных амперметров и вольтметра подтверждаются показаниями соответствующих контрольно-измерительных приборов), следует считать показания счетчиков неточными. О последнем свидетельствует и связь Q с N . При значениях N по счетчикам

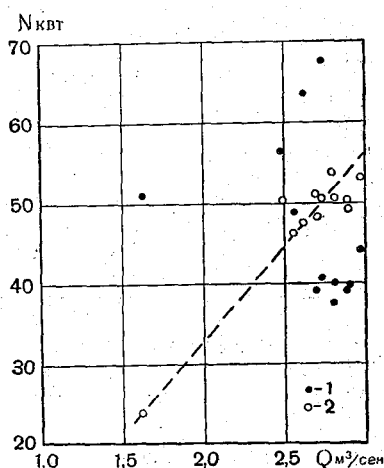


Рис. 176. График связи $Q=f(N)$ Ичалковской ГЭС.

1 — точки с мощностью по показаниям счетчиков, 2 — то же по показаниям КИПа и вычислению по формуле.

Таблица 73
 Данные наблюдений при тарировке турбины № 1 Ичалковской ГЭС. 1956 г.

№ расхода воды	Дата измерения	Расход воды через турбину Q м ³ /сек.	Напор H м	Открытие турбины, %	Суммарная мощность трех счетчиков N , кВт	Линейное напряжение $V_{лв}$	Средняя нагрузка трех амперметров, I_a	Показание фазометра	Мощность по формуле $N = 0,001 \sqrt{3} V_{лв} I \cos \varphi$	Показания контрольно-измерительных приборов (КИП) на фазе				Мощность по КИПУ на трех фазах $N_c = 3 \sqrt{3} V_{квт}$	$\gamma_{шт}$ (кВт)
										Вольты	I амперы	N кВт	$\cos \varphi$		
1	1/X	1,63	2,51	56	51	403	71	0,5	24,6	236	69	11,4	0,7	34,2	0,51
2	1/X	2,90	2,46	90	39	317	102	0,9	50,2	190	97	18	1,0	54,0	0,72
4	2/X	2,57	2,56	77	49	388	87	0,8	46,6	226	85	17,3	0,9	52,0	0,72
5	2/X	2,72	2,54	84	68	385	98	0,74	48,4	220	99	17,1	0,8	51,0	0,72
7	2/X	2,91	2,46	94	40	328	99	0,90	50,0	199	91	18	1,0	54,0	0,71
8	2/X	2,83	2,47	88	40	348	93	0,90	50,5	207	81	16,3	1,0	49,0	0,74
9	3/X	2,81	2,61	84	33	301	115	0,9	53,8	167	113	10,5	0,8	51,0	0,75
10	3/X	2,49	2,54	77	56	353	104	0,79	50,1	217	101	18	0,8	54,0	0,81
11	3/X	2,98	2,53	94	44	334	102	0,9	53,0	201	103	20	1,0	60,0	0,72
12	4/X	2,63	2,48	83	64	365	108	0,7	47,7	217	104	18	0,8	54,0	0,74
13	4/X	2,71	2,51	88	39	303	107	0,9	51,2	183	103	18,2	1,0	55,0	0,77
16	4/X	2,74	2,51	85	41	308	105	0,9	50,4	185	98	18,0	1,0	54,0	0,75

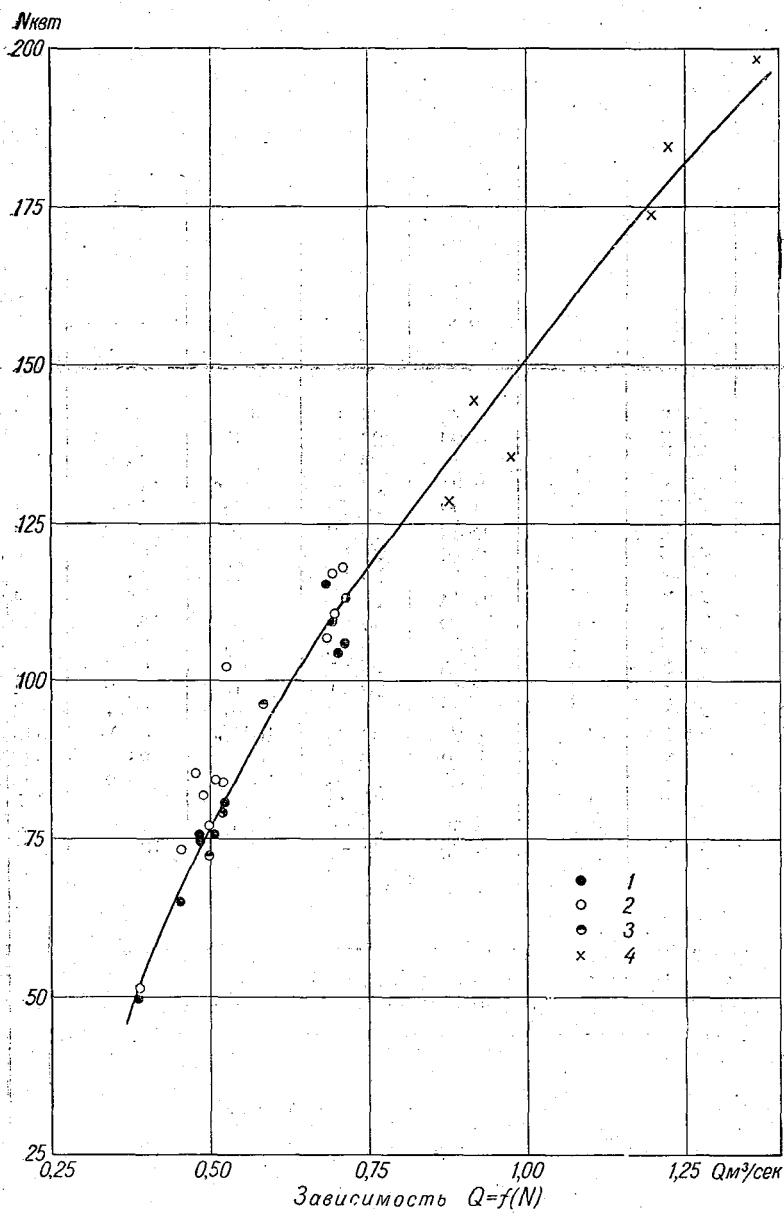


Рис. 177. Расчетная зависимость для турбин Валдайской ГЭС. Точки с мощностью, подсчитанной по показаниям счетчиков генератора № 1 (1), амперметров, вольтметров и $\cos \varphi$ генератора № 1

$N = \frac{1,73VA \cos \varphi}{1000}$ кВт (2), счетчика генератора № 2 (3), счетчиков генераторов № 1 и 2 при одновременной работе (4).

Данные наблюдений при тарировке

№ расхода воды	Дата измерения	№ турбин	Расход воды через турбину Q м ³ /сек.	Напор H м	Открытие турбины, %	Суммарная мощность трех счетчиков N кВт	Линейное напряжение $U_{\text{л}}$ В
1	26/X	1	0,72	23,66	100	113	419
2	27/X	1	0,69	23,58	97	115	401
3	27/X	1, 2	0,88	23,52	30/—	48/80	400/400
4	27/X	1, 2	0,98	23,52	100/30	111/24	413/410
5	27/X	1	0,39	23,70	30	49,6	403
6	27/X	1	0,52	23,70	70	78,9	400
6	27/X	1	0,70	23,66	100	109	360
7	28/X	1	0,51	23,68	—	74,8	405
8	23/X	1	0,48	23,69	60	75,3	400
9	23/X	1	0,70	23,60	100	104	402
10	28/X	2	0,59	23,60	80	96	382
11	29/X	1	0,45	23,68	60	64,4	395
12	29/X	1	0,49	23,71	68	74,2	398
13	29/X	1	0,53	23,66	60	80,4	395
14	30/X	1, 2	1,23	23,35	100/50	104/80	343/340
15	30/X	1, 2	1,20	23,35	100/50	94/80	390/380
16	30/X	1, 2	1,37	23,35	100/80	102/96	403/403
17	30/X	1, 2	0,92	23,43	—	55,6/88	415/410
18	31/X	2	0,50	23,66	50	72,0	337
19	31/X	1	0,72	23,41	100	105	337

никакой связи между Q и N не получается, тогда как при значениях N по ваттметру связь обнаруживается (рис. 176), хотя ее и нельзя считать окончательной из-за недостаточного охвата контрольными измерениями мощности в нижней части ее амплитуды.

По результатам тарировки Горьковской конторой Сельэлектро была произведена поверка счетчиков на ГЭС, подтвердившая их неисправность. Дополнительная тарировка ГЭС не производилась ввиду ее демонтажа.

Тарировка и получение расчетной зависимости для турбин Валдайской ГЭС

Валдайская ГЭС расположена на р. Гремячке близ г. Валдая. Расчетный расход на ГЭС составляет всего 1,5 м³/сек.,

Таблица 74

турбин № 1 и 2 Валдайской ГЭС. 1956 г.

Средняя нагрузка трех амперметров, I а	Показание фазометра cos φ	Мощность по формуле $N = \frac{\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000}$ кВт	Показания контрольно-измерительных приборов (КИП) на фазе				Мощность по КИПу на 3 фазах N = 3N кВт
			V в	I а	N кВт	cos φ	
173	0,94	118	233	179	39,7	0,96	119
192	0,80	106	220	208	38,5	0,82	115
100/120	0,70/—	48,4/—	223/—	122/—	19,2/—	0,70/—	57,9/—
227/71	0,70/—	113/—	225/—	238/—	36,0/—	0,69/—	109/—
184	0,40	51,2	227	191	19,5	0,45	59,5
161	0,75	83,7	226	181	30,0	0,73	90,0
206	0,90	117	195	225	39,2	0,90	118
177	0,68	84,3	228	192	27,7	0,63	83,1
176	0,70	85,0	222	181	27,0	0,69	81,0
198	0,80	110	222	214	39,0	0,82	117
148	—	—	—	—	—	—	—
222	0,48	72,6	224	236	25,4	0,48	76,2
229	0,52	81,6	225	256	29,0	0,50	87,0
247	0,60	102	213	263	32,3	0,53	96,9
190/141	1,00/—	112/—	189/—	207/—	37,4/—	1,00/—	112/—
180/131	0,90/—	109/—	219/—	192/—	38,6/—	0,90/—	116/—
196/147	—/1,00	—/99	—/228	—/151	—/33,6	—/0,93	—/101
119/128	—/0,98	—/89,0	—/233	—/133	—/30,0	—/0,98	90,0
153	0,75	76,8	—/222	—/165	—/27,0	—/0,74	81,0
252	—	—	—	—	—	—	—

а напор 23,5 м создан обходным каналом. Установленная мощность ГЭС 250 кВт. На ней установлены две радиально-осевые турбины на горизонтальном валу, каждая мощностью в 125 кВт.

Тарифовка турбин производилась на получение зависимости

$$Q = f(N).$$

Расходы воды определялись для обеих турбин в водоотводящем канале шириною 1,6 м и глубиной 1,5 м. Скорости течения измерялись в последовательном порядке на 3 вертикалях пятиточечным методом при закреплении на штанге 5 вертушек за раз (рис. 165). При определении расходов воды через одну турбину фильтрационный расход через другую закрытую турбину не учитывался вследствие его крайней незначительности. Это показали попытки замера фильтрационного расхода в случаях закрытия обеих турбин. Мощности

устанавливались на основании показаний счетчиков и, кроме того, по данным точного ваттметра из числа КИП, включенного на одну из фаз, и по формуле

$$N = \frac{\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi}{1000} \text{ кВт};$$

результаты тарировки приведены в табл. 74 и на рис. 177. Они свидетельствуют, что значения мощности по счетчикам и по формуле достаточно близки друг к другу, а, по КИПу, снятые с одной фазы при механическом умножении наблюдаемых однофазных значений на три, дают в большинстве случаев несколько преувеличенные значения в соответствии с несколько большей нагрузкой той фазы, к которой приключался точный ваттметр. Кривая $Q = f(N)$, проведенная по точкам со значениями N по счетчикам, является в данном случае обоснованной и достаточной для подсчета стока через турбины в течение круглого года, поскольку колебания напора на ГЭС по сравнению с общей его величиной ничтожны.

Глава V

АНАЛИЗ МАТЕРИАЛОВ ПО УЧЕТУ СТОКА НА ГЭС И ПОДГОТОВКА ИХ К ПЕЧАТИ

Согласно «Инструкции по учету стока воды на гидроэлектростанциях и гидроузлах» дирекция ГЭС, каскада или районные энергоуправления ежемесячно передают в управления Гидрометслужбы данные по стоку через крупные ГЭС по прилагаемой к инструкции форме (табл. 75). В этой таблице даются $H_{в.б}$ и $H_{н.б}$ — уровни верхнего и нижнего бьефов; $Q_{гэс}$ — расход воды через турбины ГЭС, включающий утечки через направляющий аппарат неработающих турбин и расход на технические нужды гидростанции; $Q_{отв}$ — расход воды через отверстия всех назначений, кроме отверстий транспортного назначения. В эту же графу должны включаться по инструкции утечки через неплотности затворов (на практике эти утечки включаются обычно в графу фильтрационного расхода); $Q_{ф}$ — фильтрационный расход; $Q_{суд}$ — расход воды на шлюзование, включающий расход через отверстия транспортного назначения и неплотности затворов шлюзов и отверстий; $Q_{ирр}$ — расход воды на ирригацию; $Q_{водосн}$ — расход воды в системах водоснабжения.

На практике последние две графы: $Q_{ирр}$ и $Q_{водосн}$ в месячную таблицу учета стока дирекцией ГЭС не всегда помещаются и их приходится выяснять тому подразделению Гидрометслужбы, которое занимается составлением водного баланса данного водохранилища (озерной станции, гидрометобсерватории), или дирекции ГЭС. УГМС получает также сведения о методике учета стока на ГЭС.

Организация учета стока на малых ГЭС, как это сказано в главе IV, осуществляется полностью гидрологическими станциями Гидрометслужбы, так же как и дальнейшая консультация по вопросам улучшения учета стока, производство тарифных работ и расчет среднесуточных расходов воды через створ ГЭС. Согласно «Наставлению гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 6, ч. I, наблюдатель на ГЭС обязан

Месячная таблица учета стока

на гидроузла ГЭС
(наименование)
за 19 г.
(месяц)

Числа месяца	$H_{в. б. м}$	$H_{н. б. м}$	$Q_{гэс} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{отв} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{суд} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{ф} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{н. б} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{ирр} \text{ м}^3/\text{сек.}$	$Q_{водосн} \text{ м}^3/\text{сек.}$	Прочие изъятия из верхнего бьефа на нужды народного хозяйства
1										
2										
3										
...										
...										
29										
30										
31										
Сумма										
Средн.										
Наиб.										
Наим.										

Составил

Проверил

Директор, главный инженер,
начальник технического отдела ГЭС,
гидроузла

Примечание. Для деривационных ГЭС уровень верхнего и нижнего бьефов дается по головному узлу.

материалы наблюдений на ГЭС аккуратно один раз в месяц (не позднее 5-го числа следующего за отчетным месяца) высылать на гидрологическую станцию по указанному ему адресу. Материалы наблюдений представляются в виде журналов выработки энергии и журналов открытия щитов плотины произвольной формы с различной подробностью данных (см. гл. IV).

1. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА МАТЕРИАЛОВ ПО УЧЕТУ СТОКА НА КРУПНЫХ ГЭС

В управлении Гидрометслужбы (гидрометобсерватории) данные по учету стока на ГЭС должны быть подвергнуты критическому просмотру и анализу с оценкой их качества и

решением о возможности опубликования материалов в Гидрологическом ежегоднике.

Основные этапы анализа данных учета стока на ГЭС следующие:

- 1) оценка полноты представленных в УГМС данных с точки зрения учета всех составляющих расхода воды в створе гидротехнических сооружений;
- 2) оценка методики учета стока по присланным от дирекции ГЭС сведениям и пояснительным запискам;
- 3) сравнительная оценка данных учета стока на ГЭС и гидрометрических материалов;
- 4) посещение ГЭС и сбор дополнительных сведений о методике учета стока в створе гидротехнических сооружений;
- 5) составление заключения о надежности данных учета стока на ГЭС и возможности их опубликования.

Оценка полноты представленных в УГМС данных по учету стока в створе ГЭС

Все месячные таблицы учета стока на ГЭС в УГМС или гидрологической (озерной) станции, гидрометобсерватории на водохранилище должны быть в первую очередь просмотрены для выяснения полноты представленных сведений о расходах воды в створе ГЭС. При отсутствии записей в одной из граф за весь год требуется проверка правильности внесения всех составляющих расхода через ГЭС в таблицу. Сомнительны пропуски в графе Q_t , так как расход воды через турбины должен быть каждый день. Следует выяснить, включены ли утечки через направляющий аппарат неработающих турбин и в какую величину расхода: Q_t или Q_f . В какую графу включен расход через неплотности затворов водосливных отверстий плотины. Учтен ли расход воды через неплотности затворов шлюзов. При отсутствии заполненных граф о величине расхода на орошение, водоснабжение и шлюз следует выяснить, действительно ли этих расходов нет или же отсутствует их учет. Эти вопросы выясняются или в районном энергоуправлении или на самой ГЭС.

Зная возможные величины расходов воды через отдельные гидротехнические сооружения данной гидроэлектростанции, следует просмотреть таблицы с точки зрения соответствия величин расходов воды в таблицах возможным их значениям.

Средний суточный расход через турбины не может превышать величину расхода, равную максимальной пропускной способности всех установленных на ГЭС турбин.

Если средние суточные расходы воды через турбины изменяются обычно в пределах 100—300 м³/сек., а в отдельные дни падают до нескольких кубометров, то это не должно вызывать сомнений в тех случаях, когда дни с малыми расходами

совпадают с нерабочими в период отсутствия сбросов через плотину (табл. 76). В других же случаях такие величины расходов требуют проверки по данным о выработке ГЭС и напору.

Таблица 76
Средние суточные расходы воды (Q м³/сек.)
по данным учета стока на Днепрогэсе
им. В. И. Ленина
1952 г.

Число	Август	Сентябрь	Октябрь
1	638	529	545
2	691	729	632
3	415 ¹	693	725
4	512	661	894
5	583	619	586 ¹
6	657	678	831
7	675	465 ¹	741
8	707	653	725
9	757	778	795
10	500 ¹	770	728
11	794	651	792
12	750	634	480 ¹
13	846	748	828
14	995	377 ¹	848
15	883	645	1116
16	865	752	1038
17	480 ¹	673	983
18	655	651	1025
19	795	591	560 ¹
20	775	652	914
21	952	408 ¹	963
22	863	679	912
23	843	813	1096
24	532 ¹	662	1075
25	898	740	1072
26	766	907	750 ¹
27	676	736	956
28	743	435 ¹	943
29	628	595	1128
30	699	589	890
31	376 ¹		800

Расход воды через водосливные отверстия плотины не может превышать максимальную пропускную способность их, данные о которой могут быть получены с графиков пропускной способности отверстия и имеются в присланных материалах.
Средние суточные расходы воды на шлюзование колеб-

¹ Воскресенье.

лются относительно в широких пределах — от 3—7 до 20—25 м³/сек. (Свирская ГЭС) и даже до 30 м³/сек. (Рыбинская ГЭС).

Средние суточные расходы воды на фильтрацию через тело плотины обычно измеряются в литрах, а с учетом фильтрационных потоков в обход плотины — в кубометрах.

Расход воды на фильтрацию, измеряемый десятками кубометров, должен быть проверен (в частности, исключительно большой фильтрационный расход через тело плотины и в обход ее принимается в результате расчетов на Каховской ГЭС). Расход воды на фильтрацию обычно принимается одинаковым за какой-то период времени между двумя измерениями (декада, месяц) или при одинаковой отметке уровней воды верхнего бьефа, или для определенного сезона. Отклонение величины фильтрационного расхода за один день по сравнению с соседними днями требует проверки.

Средний суточный расход на собственные нужды ГЭС выражается в долях кубометра или кубометрах; большие величины требуют специальной проверки.

Сомнительные величины средних суточных расходов воды должны проверяться по первоисточникам, т. е. по исходным данным для их расчетов. Должны быть проверены и самые расчеты в производственно-техническом отделе ГЭС.

Критическая оценка методики учета стока на ГЭС по данным пояснительных записок, прилагаемых к месячной таблице за декабрь

Пояснительная записка, прилагаемая согласно «Инструкции» к месячной таблице данных учета стока на ГЭС за декабрь, должна содержать:

- 1) описание методов учета стока на основных сооружениях,
- 2) сведения о порядке определения величин утечек и фильтрации,
- 3) сведения о полноте учета расхода на ирригацию и водоснабжение (о водозаборах, оставленных неучтенными, и т. д.).

Практически в большинстве случаев эти сведения получают непосредственно на ГЭС или в районном энергоуправлении.

Иногда принятая методика учета стока на ГЭС является неверной, и только путем критической оценки ее можно уже достаточно уверенно сказать о недостоверности данных учета стока.

Пример 1. На ЗАГЭС имеются 6 турбин, 4 из которых радиально-осевые одной мощности и 2 поворотно-лопастные значительно большей мощности. Большие турбины несколько отличаются между собой как по диаметру рабочего колеса, так

и по конструкции. Такое разнообразие типов и конструкций турбин должно было быть учтено при выборе методики учета стока через турбины.

В настоящее время на ЗАГЭС расчет стока воды через турбины производится по величине удельного расхода $q \frac{\text{м}^3/\text{сек.}}{\text{тыс. кВт}}$ и выработке энергии.

Эта величина была установлена для случаев рационального распределения нагрузки между турбинами, когда для каждого расхода реки рекомендовалось определенное сочетание работающих агрегатов. На практике это условие никогда не выполняется. Сочетание их при различных нагрузках совершенно не соответствует рекомендованной величине удельного расхода.

В результате оценки только одной методики учета стока на ГЭС можно сказать, что данные учета стока будут приближенными и величина ошибки весьма неопределенная и не постоянная.

Пример 2. Учет стока на СухумГЭС производится с использованием данных гидрометрического створа выше плотины предполагаемой прямой зависимости $Q = f(N)$ для расчета стока через турбины и приближенных данных о стоке р. Цумури, впадающей в водохранилище, т. е.

$$Q_{\text{гс}} + Q_{\text{ц}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{пл}}$$

Из этого равенства $Q_{\text{ц}}$ (расход р. Цумури, вычисленный по аналогии со стоком рек соседних бассейнов) и $Q_{\text{т}}$ (расход воды через турбины) являются приближенными, а следовательно, и величина расхода воды через плотину не будет надежной. Сток через турбины сбрасывается в одну реку, а через плотину — в другую реку. Для получения достоверных величин расходов воды в этих реках необходимы гидрометрические измерения.

Такой приближенный учет стока на ГЭС не может удовлетворить гидрологов и принятая на ГЭС методика учета стока должна быть пересмотрена.

Пример 3. Учет стока через турбины Пальезерской ГЭС производится по кривым, построенным по формуле

$$Q = \frac{N}{8,2H} + \frac{a}{N},$$

где N — мощность в мвт, H — напор;

$$8,2 = 9,81 \times \text{кпд}_t \times \text{кпд}_r;$$

a — расход воды через турбину при холостом ходе турбины, — по проектным данным равен $4,8 \text{ м}^3/\text{сек.}$ При расчетах расхода

воды a принят равным $6 \text{ м}^3/\text{сек.}$, а при максимальной мощности агрегата — равным 0.

Уровнемер верхнего бьефа установлен в щитовом здании, причем вывод трубы сделан в бычке, в водоводе 1-ой турбины. При работе этой турбины уровень на 3 см ниже, чем должен был бы быть. Поэтому при записях уровня верхнего бьефа к показаниям прибора при работе 1-ой турбины прибавляется 3 см.

Подход воды к турбинам осуществляется по напорным железобетонным трубопроводам, диаметр которых 4,2 м, длина около 19 м.

В «Инструкции по эксплуатации гидрометрических сооружений каскада «Сунских ГЭС» сказано: «Внутренняя поверхность трубопроводов выполнена очень небрежно. Имеются выбоины, бугры. Поверхность исключительно шероховатая». Очевидно, что потери напора в трубопроводах могут быть весьма значительными и должны учитываться при расчете напора. На ГЭС эти потери не учитываются и потому сток через турбины систематически преуменьшается.

Пример 4. Вычисление напора на Князегубской ГЭС производится сложно и неверно. Геометрический напор вычисляется как разность уровней в напорном бассейне и отводящем канале ГЭС. Из бычка в щитовом отделении перед сороудерживающими решетками и в шести точках по окружности напорного трубопровода (в средней его части) выведены пьезометрические трубки и подведены к дифманометру. Таким образом измеряется полезный напор от напорного бассейна до середины напорного трубопровода. Эти данные используются только для вычисления перепада на решетках путем вычитания из напора, полученного по дифманометру, величины геометрического напора на данном участке трубопровода и потерь напора на этом же участке трубопровода, рассчитанных теоретически. В расчет расхода воды вводится напор как разность отметок горизонтов воды в напорном бассейне и отводящем канале ГЭС с учетом вычисленных вышеуказанным способом потерь напора на решетках и без учета потерь напора в трубопроводе. Таким образом, расходы воды через турбины ГЭС вычисляются по завышенному напору (до 1 м), а следовательно, систематически занижаются.

Пример 5. В полученной от дирекции ГЭС записке формула для вычисления стока через водослив имеет вид

$$Q = mb \sqrt{2g} H^{\frac{2}{3}}.$$

Показатель степени следовало бы считать неверным и исправить его на $\frac{3}{2}$. Однако после вторичного запроса была подтверждена правильность написания этой формулы согласно записке, имеющейся в дирекции ГЭС.

В этой же записке указывается формула, данная техническим отделом ГЭСстроя для расчета расхода воды через водосливные отверстия плотины при истечении из-под щита

$$Q = abm \sqrt{2g(H - 2z)},$$

где a — высота поднятия щита, b — ширина пролета, m — коэффициент расхода, принятый равным 0,85, H — напор, $\alpha = 0,65$ при вертикальном поднятии затворов.

Выяснить, почему коэффициент вертикального сжатия умножается на 2, а не на величину открытия щита, не удалось.

В техническом проекте ГЭС для расхода воды через эти же водосливные отверстия дается другая формула

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_{щ}},$$

где $\omega = bh_{щ}$, b — ширина пролета, $h_{щ}$ — высота открытия щита, μ принято равным 0,7.

В табл. 77 приведены расходы воды по обеим вышеуказанным формулам при одном напоре, равном 7,5 м.

Таблица 77

Расходы воды через водосливные отверстия ГЭС, подсчитанные по разным формулам

	a, м				
	0,5	1,0	1,75	2,50	3,50
$Q = \mu ba \sqrt{2gH_{щ}} ; \mu = 0,70$	54,3	107	182	252	339
$Q = \mu ba \sqrt{2g(H - 2\alpha)} ; \mu = 0,85$	61,0	122	214	305	427
$Q = \mu ba \sqrt{2g(H - \alpha\alpha)} ; \mu = 0,85$	65,6	128	216	297	392

В этом случае необходимо весьма критически отнестись к выбору формул для расчета расхода воды через водосливные отверстия плотины и проверить основные исходные положения: форму порога, тип истечения, коэффициенты и т. д.

Сравнительная оценка данных учета стока на ГЭС и гидрометрических материалов

Оценка надежности данных учета стока на ГЭС может производиться путем сопоставления их с данными ближайшего гидрометрического створа. Это сопоставление может быть сделано как с данными по стоку, систематически помещаемыми в Ежегодниках в виде ежедневных, средних месячных и средних годовых расходов на посту Гидрометслужбы или ведомственном, так и с единичными расходами, измеренными или

многовертушечным способом одновременно по всему живому сечению, или обычным способом, но при постоянном режиме работы ГЭС в течение нескольких часов.

Сопоставление средних месячных расходов воды на ГЭС и гидростворе правильнее производить с одновременным анализом совмещенных гидрографов, построенных по средним суточным расходам воды. Разность средних месячных расходов воды дает величину ошибки и ее знак, а совмещенные гидрографы служат для выяснения многих причин полученных невязок.

Ближайший к ГЭС гидроствор, по которому имеются данные о стоке за необходимый период, может быть расположен выше или ниже ГЭС. Выбор гидроствора для сравнения данных гидрометрических измерений с данными учета стока на ГЭС, а также приемы и способы анализа зависят от местоположения гидростворов по отношению к ГЭС, расстояния от ГЭС этих створов, наличия боковой приточности на участке от гидроствора до ГЭС и т. д.

Выбор гидроствора. Если в нижнем бьефе ГЭС имеется несколько гидростворов, то предпочтение отдается гидроствору, находящемуся вне участка неустановившегося движения потока, при незначительной боковой приточности между ГЭС и гидроствором.

Анализ материалов по стоку на гидростворе. Ежедневные расходы воды, помещаемые в Гидрологическом ежегоднике, подсчитаны по многолетней кривой расходов воды. Согласно «Наставлению гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 6, ч. III, отклонения годовых кривых от многолетней кривой не должны превышать $\pm 6\%$ в нижней части кривой и $\pm 3\%$ в ее верхней части. Ввиду того что при сопоставлении расходов воды на гидростворе с данными учета стока на ГЭС выясняются пределы расхождений между ними, следует брать расходы на гидростворе, рассчитанные по кривой данного года, а не по многолетней кривой, если они не совпадают. В табл. 78 приводятся результаты сопоставления средних месячных расходов воды по данным учета стока на Днепротэсе им. В. И. Ленина и г/с Разумовка в 16,5 км ниже ГЭС при расчете стока по кривой данного 1952 г. и по многолетней кривой.

Как видно из таблицы, результаты сопоставления данных учета стока на ГЭС с расходами воды, снятыми с многолетней кривой, могут оказаться не соответствующими действительности и привести к неправильным выводам.

Продолжительность периодов осреднения расходов при сопоставлении стока по данным учета на ГЭС и на гидростворе. Сопоставление результатов учета стока на ГЭС и на гидростворе следует проводить по средним месячным и годовым данным. Сопостав-

Сопоставление данных по учету стока на ДнепрогЭС и г/с Разумовка

Месяц	ДнепрогЭС Q м ³ /сек.	г/с Разумовка. Q м ³ /сек. по многолетней кривой	ΔQ		ДнепрогЭС Q м ³ /сек.	г/с Разумовка. Q м ³ /сек. по кривой 1952 г.	ΔQ	
			м ³ /сек.	%			м ³ /сек.	%
Январь	435	492	+57	+13,1	435	513	+78	+17,9
Февраль	687	789	+102	+14,8	687	841	+154	+22,4
Март	590	634	+44	+7,45	590	694	+104	+17,6
Апрель	1680	1730	+50	+2,98	1680	1790	+110	+6,55
Май	2570	2690	+120	+4,67	2570	2778	+208	+8,1
Июнь	1590	1730	+140	+8,8	1590	1805	+213	+13,5
Июль	843	949	+106	+12,6	843	988	+145	+17,2
Август	708	801	+93	+13,1	708	825	+117	+16,5
Сентябрь	653	711	+58	+8,9	653	733	+80	+12,3
Октябрь	850	924	+74	+8,7	850	975	+125	+14,7
Ноябрь	1095	1160	+65	+5,9	1095	1244	+149	+13,6
Декабрь	1340	1450	+110	+8,2	1340	1557	+217	+16,1
Год	1087	1170	+83	+7,6	1087	1229	+142	+13,1

ление ежедневных расходов нерационально, так как слишком большую роль будут играть аккумуляция в русле или в чаше водохранилища и время добега. Ежедневные расходы в обоих пунктах используются лишь для построения совмещенных гидрографов и выяснения хода невязки между расходами двух пунктов в течение месяца. Разовые измеренные расходы воды на гидростворе могут служить показателями точности подсчета стока на гидростворе в отдельные месяцы, особенно в случае размываемого русла и в период ледовых явлений.

Построение совмещенных гидрографов. Для анализа причин расхождения в расходах воды по данным учета стока на ГЭС и гидростворе строятся совмещенные гидрографы. Анализ этих гидрографов для оценки точности учета стока на ГЭС может успешно проводиться в двух случаях: если гидроствор находится в нижнем бьефе, на участке установившегося режима, или выше выклинивания кривой подпора от плотины ГЭС при небольшом водохранилище. В обоих случаях между ГЭС и гидроствором не должно быть неучтенной боковой приточности. В случае больших водохранилищ, при наличии значительной приточности в водохранилище, анализ совмещенных гидрографов нецелесообразен.

Гидрографы строятся в одном масштабе для ГЭС и гидроствора и накладываются один на другой. Удобным горизонтальным масштабом является 1 мм = 1 день. Вертикальный масштаб выбирается в зависимости от амплитуды коле-

бания расходов. При большой амплитуде расходов масштаб может быть принят разным: более мелким для периодов половодья и более крупным для периода зимней и летней межени. При составлении гидрографов необходимо учесть нарастание площади водосбора (в %) между гидроствором и ГЭС.

Анализ совмещенных гидрографов. При несовпадении совмещенных гидрографов необходимо выяснить причину этого. Причиной может быть не только неточный подсчет стока на ГЭС, но и погрешности в подсчете стока на гидростворе.

Резкие колебания средних суточных расходов воды на ГЭС являются результатом изменения нагрузки на ГЭС, а следовательно, и изменения расходов воды через турбины. На гидростворе в нижнем бьефе ГЭС эти колебания сглажены тем больше, чем дальше расположен гидроствор от ГЭС; наблюдается также распыливание волн попуска.

Кроме резких колебаний расходов воды на ГЭС и отсутствия их в нижнем бьефе, может обнаруживаться систематическое несовпадение гидрографов на протяжении всего года или более краткого периода с постоянным преувеличением или преуменьшением расхода воды на ГЭС по отношению к гидроствору. Могут быть и кратковременные резкие колебания расходов воды на ГЭС, не являющиеся результатом изменения нагрузки на ГЭС, или же на гидростворе за счет каких-либо неточностей расчетов расходов воды. Во всех случаях следует найти причину несовпадения гидрографов.

Основными причинами невязки могут быть следующие:

- 1) неверная методика учета стока на ГЭС (см. стр. 307);
- 2) несоответствие расходных характеристик турбин действительно существующим (нарушение комбинаторной зависимости, несоответствие натурной турбины ее модели);
- 3) несоответствие кривых водопропускных характеристик отверстий плотин и водосбросов действительной пропускной их способности;
- 4) недоучет сброса воды через водосливные отверстия при автоматическом регулировании затворами без производства соответствующих записей;
- 5) преуменьшение расхода воды через ГЭС вследствие недоучета какой-либо составляющей расхода воды через ГЭС (вероятнее всего утечек, фильтрации);
- 6) преуменьшение расхода воды через турбины ГЭС в результате неверного расчета напора (преувеличения геометрического напора, недоучета потерь напора на решетках и в напорных трубопроводах);
- 7) преуменьшение расхода воды через турбины за счет определения среднего суточного расхода по осредненным за

сутки значениям мощности и напора (особенно при перерывах в работе станции или отдельных агрегатов);

8) неточность определения расхода на гидростворе при подсчете стока в зимний период в результате неточной интерполяции $K_{зим}$ при редких определениях расхода воды;

9) преуменьшение расходов воды по гидрометрическим измерениям, принятых для сопоставления с расходами воды по данным учета стока на ГЭС, вследствие недоучета боковой приточности на участке ГЭС — гидроствор;

10) искажение величины среднего суточного расхода на гидростворе, снятого с кривой расходов воды по среднему суточному уровню, рассчитанному по двум срочным наблюдениям за уровнем на водомерном посту, находящемся на участке неустановившегося режима потока, вследствие наличия попусков через ГЭС;

11) искажение величины среднего суточного расхода воды на гидростворе при подсчете стока на участке с неустановившимся режимом потока по кривой расхода, построенной на основании расходов воды, измеряемых систематически или между попусками, или, наоборот, на спаде или подъеме волны попуска.

Учет боковой приточности между гидроствором и ГЭС. Сопоставление средних месячных и среднегодовых расходов воды следует делать только после того, как в расходах по гидроствору будет учтена боковая приточность на участке между ГЭС и гидроствором. Если гидроствор ниже ГЭС, то расход на гидростворе следует уменьшить на величину расхода боковой приточности на участке между ГЭС и гидроствором; если гидроствор выше ГЭС, то его следует увеличить на величину расхода боковой приточности.

Учет боковой приточности производится в первую очередь по данным о стоке в устьях притоков. Обычно учесть всю приточность таким образом не удастся из-за отсутствия данных по стоку притоков. Тогда при небольшом нарастании площади водосбора вычисляется площадь между ГЭС и гидроствором и ее величина в процентном отношении ко всей площади водосбора у гидроствора. Например, нарастание площади водосбора на участке между гидроствором Дзелзлеяс и Кегумской ГЭС 1400 км², что составляет 1,7% по отношению к площади у г/с Дзелзлеяс. Для получения сравнимых по площади данных о стоке следует расходы воды у г/с Дзелзлеяс умножить на коэффициент 1,017 и тогда уже сравнивать со стоком по данным ГЭС (с учетом аккумуляции в водохранилище или его сработки). Для более точного учета боковой приточности можно построить карту средних годовых и средних месячных модулей стока для бассейна данной реки и рядом расположенных бассейнов и для неучтенной площади водосбора: опреде-

лить модуль стока, а затем расход воды. Сумма расходов основной реки по данным гидроствора, расположенного выше водохранилища, притоков и рассчитанного по карте средних годовых или средних месячных модулей стока с неосвещенной гидрометрическими измерениями площади водосбора, должна быть равна расходу через ГЭС (с учетом аккумуляции или сработки водохранилища).

Согласно «Наставлению гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 6, ч. III, приближенное восстановление по среднему значению годового модуля и детальное сопоставление стока по длине реки рекомендуется производить лишь для тех участков рек, где неучтенная измерениями площадь водосбора составляет не более 30% от ее величины в замыкающем створе. В случае сопоставления стока на гидростворе со стоком на ГЭС такое приближенное восстановление стока при большой неучтенной гидрометрическими измерениями площади водосбора может выявить только весьма грубые ошибки в учете стока на ГЭС.

Расчет аккумуляции воды в водохранилище или сработки его. Несовпадение величин стока на гидростворе выше ГЭС и по данным ГЭС может быть результатом или частичной аккумуляции стока в водохранилище или, наоборот, сработки водохранилища. Расчет объема аккумуляции или сработки водохранилища за месяц производится по данным об объеме водохранилища при разных уровнях воды и колебании уровня верхнего бьефа. По уровню воды на последний день предыдущего месяца и последний день данного месяца из таблицы объемов водохранилища выписываются значения объемов, соответствующие данным горизонтам. Разность объемов водохранилища укажет на наличие аккумуляции или сработки водохранилища. Эта разность, деленная на число секунд в данном месяце, покажет средний месячный расход воды, оставшейся в водохранилище или слитой в нижний бьеф за счет сработки водохранилища. При анализе невязки между расходами воды через ГЭС и расходами на гидростворе выше водохранилища (с учетом боковой приточности) расходы аккумуляции или сработки водохранилища алгебраически суммируются с расходом воды через ГЭС. Если невязка является результатом только аккумуляции или сработки водохранилища, то после учета этого расхода невязки не будет. Если же расход через ГЭС все равно не будет равен расходу на гидростворе выше водохранилища (с учетом боковой приточности), то следует искать других причин невязки. В табл. 79 приведен пример расчета расхода аккумуляции и сработки водохранилища. В данном случае объем водохранилища изменяется незначительно, расход аккумуляции ни в коем случае не покрывает невязку стока между ГЭС и гидроствором.

Пример расчета аккумуляции или сброски водохранилища

Месяц	Уровни воды		Объем водохранилища, млн. м ³		Изменение объема водохранилища, млн. м ³	Расход аккумуляции или сброски водохранилища, м ³ /сек.	Невязка $Q_{гэс} - Q_{г/с}$	
	в последний день предыдущего месяца, м	в последний день данного месяца, м	W_1	W_2			без учета изменения объема водохранилища	с учетом изменения объема водохранилища
Январь	32,02	31,98	45,74	44,75	-0,99	+0,3	(-131)	(-131,3)
Февраль	31,98	32,01	44,75	45,49	+0,84	-0,3	-45	-44,7
Март	32,01	31,40	45,49	30,94	-14,55	+5,4	+20,4	+15,0
Апрель	31,40	31,93	30,94	43,52	+13,58	-5,2	+73	+78,2
Май	31,93	32,05	43,52	46,48	+2,96	-1,0	0	-1,0
Июнь	32,05	32,04	46,48	46,23	-0,25	+0,1	-20	-20,1
Июль	32,04	32,05	46,23	46,48	+0,25	-0,1	-30	-29,9
Август	32,05	32,10	46,48	47,72	+1,24	-2,0	-41	-39,0
Сентябрь	32,10	31,97	47,72	44,51	-3,21	+1,2	-33	-34,2
Октябрь	31,97	32,03	44,51	45,93	+1,47	-0,5	-26	-25,5
Ноябрь	32,03	32,04	45,93	46,23	+0,25	-0,1	-3	-2,9
Декабрь	32,04	31,94	46,23	43,77	-2,46	+1,0	-30	-31,0

Оценка точности учета стока на ГЭС при каскаде ГЭС

При каскаде ГЭС взаимная проверка учета стока возможна путем сопоставления средних месячных расходов воды и совмещенных гидрографов, построенных по средним суточным расходам. Такое сопоставление возможно при отсутствии боковой приточности на участке между гидростанциями и при малом объеме водохранилища нижележащей ГЭС. При этом становится иногда необходимым учет аккумуляции воды в русле. Средний расход аккумуляции Q_a можно вычислить по формуле

$$Q_a = \frac{V_{ср} \cdot \Delta H_{ср} \cdot L}{\Delta t},$$

где $V_{ср}$ — средняя ширина реки на участке между верхней ГЭС и створом, находящимся выше выклинивания подпора от плотины нижней ГЭС; $\Delta H_{ср}$ — среднее из изменений уровня в нижнем бьефе верхней ГЭС и в створе, расположенном выше подпора от плотины нижней ГЭС за время Δt (в сек.); L — расстояние между верхней ГЭС и створом.

Пример расчета расхода аккумуляции:

$$B_{\text{ср}} = 400 \text{ м}, \quad L = 15000 \text{ м}, \quad \Delta H_{\text{ср}} = 0,34 \text{ м},$$

$$\Delta t = 7 \text{ час.} = 25200 \text{ сек.}$$

$$Q_a = 8,1 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

Посещение ГЭС и сбор дополнительных сведений о методике учета стока в створах гидротехнических сооружений

Часто в результате сопоставления данных по учету стока на ГЭС с гидрометрическими материалами причины расхождений в данных остаются невыясненными. Если эти расхождения не объясняются недоучетом боковой приточности, аккумуляцией или сработкой водохранилища, неточностями в методике учета стока на ГЭС (по данным пояснительных записок ГЭС), ошибками в расчете стока на гидростворах, то необходимо посещение ГЭС, а иногда и гидроствора, для выяснения причин невязок в их данных. Такие посещения ГЭС могут или сочетаться с инспекцией, или производиться одним представителем Гидрометслужбы без оформления результатов инспекции, но по программе инспекции в части обследования гидроэлектростанции, щитового отделения, гидроцефа, водосливной плотины и выяснения методики расчетов расходов воды в ПТО. Особое внимание следует уделить расчетам расхода воды и получению исходных данных для расчета за периоды с наибольшими расхождениями в стоке по данным ГЭС и гидроствора. Например, расчету расходов воды в период открытия затворов водосливных отверстий плотины, в период работ грязеспуска, в зимний период при работе одних турбин при закрытой плотины и т. д.

Примеры оценки качества материалов по учету стока на ГЭС путем сопоставления с гидрометрическими измерениями

Пример 1. Оценка материалов по учету стока Краснополянской ГЭС.

В табл. 80 приведены значения разности средних месячных расходов воды по данным Краснополянской ГЭС и по данным г/с Красная Поляна (400 м выше ГЭС). Из таблицы видно, что наблюдается систематическое занижение расходов воды на ГЭС по сравнению с гидроствором. При анализе материалов по гидроствору Красная Поляна было установлено, что результаты измерения расходов воды и подсчета стока особых сомнений не вызывают. При обследовании ГЭС в сентябре 1957 г. было выяснено, что в результате автоматиче-

ского регулирования щитами водосливных отверстий плотины не учитывается большой объем воды, сбрасываемой из водохранилища между сроками наблюдений (в 8, 13 и 20 час.). Не учитывается также слив воды из лотка (начального участка деривационного канала от щитов плотины до отстойника) через окна лотка и сброс воды сифонными водосбросами.

Таблица 80

Сопоставление среднемесячных расходов воды по данным учета стока на Краснополянской ГЭС и г/с Красная Поляна

Месяц	ΔQ м ³ /сек.	ΔQ %	Месяц	ΔQ м ³ /сек.	ΔQ %
1951 г.			1953 г.		
Январь	-1,2	-8,5	Январь	-2,4	-12,5
Февраль	-1,4	-12,7	Февраль	-2,6	-14,1
Март	-2,1	-7,9	Март	-2,7	-19,4
Апрель	-3,4	-8,6	Апрель	-7,1	-14,0
Май	-10,2	-19,7	Май	-3,9	-3,9
Июнь	0	0	Июнь	-1,7	-2,1
Июль	-2,4	-7,7	Июль	-8,9	-19,4
Август	-2,2	-11,8	Август	-5,5	-2,35
Сентябрь	-1,3	-12,4	Сентябрь	-5,0	-22,0
Октябрь	-1,3	-13,5	Октябрь	-3,0	-17,0
Ноябрь	-2,4	-10,9	Ноябрь	-1,1	-10,4
Декабрь	-1,8	-9,4	Декабрь	-0,59	-6,55
Средн.	-2,9	-12,2	Средн.	-3,8	-11,1
1952 г.			1954 г.		
Январь	-1,8	-12,0	Январь	-0,78	-7,8
Февраль	-1,3	-8,5	Февраль	-0,62	-6,6
Март	-1,4	-8,1	Март	-1,1	-5,4
Апрель	-7,5	-13,4	Апрель	-5,8	-14,1
Май	-3,1	-3,8	Май	+4,1	4,7
Июнь	-6,5	-8,1	Июнь	+1,1	1,4
Июль	-4,4	-7,8	Июль	-3,3	-7,8
Август	-0,8	-2,7	Август	-7,3	-26,1
Сентябрь	-1,4	-7,8	Сентябрь	-2,5	-13,0
Октябрь	-0,7	-3,6	Октябрь	-2,7	-15,8
Ноябрь	-1,3	-5,3	Ноябрь	-1,6	-15,7
Декабрь	-3,0	-11,8	Декабрь	-1,86	-19,0
Средн.	-2,8	-7,7	Средн.	-1,8	-5,8

$$\Delta Q = Q_{\text{гэс}} - Q_{\text{г/с}}$$

На совмещенном гидрографе (рис. 178) видны отдельные дни превышения расходов на ГЭС по сравнению с гидроствором. В эти дни производится промыв небольшого водохранилища перед плотинной с целью удаления наносов. Поскольку слив производится по заданию диспетчера ГЭС, то по

его же заданию через полчаса — час записывается положение затворов плотин, а затем достаточно точно по этим данным вычисляется и расход воды. Объем сброшенной воды за этот период больше, чем объем воды, проходящей через створ.

Учет расхода воды через турбины ведется приближенно, поэтому и при отсутствии сливов через плотину совпадения стока через турбины и через гидроствор нет.

Пример 2. Оценка материалов по учету стока на Кегумской ГЭС.

В табл. 81 приведены средние месячные расходы по данным учета стока на Кегумской ГЭС и на гидростворе Дзелзлеяс за 1952—1955 гг. Гидроствор находится в 60 км выше

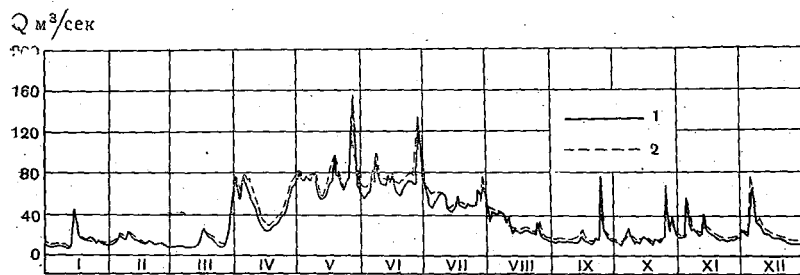


Рис. 178. Совмещенные гидрографы ежедневных расходов воды по Краснополянской ГЭС и г/с Красная Поляна на р. Мзымта за 1952 г.
1 — Краснополянская ГЭС, 2 — с. Красная Поляна (у заповедника).

ГЭС, выше зоны выклинивания подпора. Как в году, так и в отдельные месяцы сток по данным учета стока на ГЭС почти всегда меньше, чем по гидрометрическим данным. Особенно велика (до 21%) эта разница в некоторые зимние месяцы.

Объяснить невязку стока аккумуляцией воды в водохранилище или сработкой его нельзя. Изменения объема водохранилища, пересчитанные в средний месячный секундный расход, значительно меньше обнаруженных невязок, и в некоторых случаях увеличивают, а в других уменьшают величину невязки.

Учет других элементов водного баланса, как испарение с водной поверхности и осадки, также не может улучшить сходимость данных по стоку через ГЭС и гидрометрических данных, поскольку они по сравнению с невязкой незначительны и взаимно компенсируются.

Учет стока на Кегумской ГЭС, судя по материалам двух инспекций ГЭС, производится тщательно, но КПД турбин систематически принимался завышенным, в результате чего расход воды через турбины систематически преуменьшался на 2—3%.

Таблица 81

Сравнение расходов воды по данным Кегумской ГЭС и по данным г/с Дзелзлеяс с учетом нарастания площади водосбора

Месяц	1952 г.					1953 г.				
	Q г/с Дзелзлеяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %	Q г/с Дзелзлеяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %
Январь	146	167	149	+18	+12,1	603	485	613	-131	-21,4
Февраль	151	146	154	-8	-5,4	354	315	360	-45	-12,5
Март	131	120	133	-14	-10,5	398	429	405	+24	+5,9
Апрель	984	938	1000	-62	-6,2	3490	3623	3550	+73	+2,1
Май	667	649	680	-31	-4,6	1200	1220	1220	0	0
Июнь	327	316	333	-17	-5,1	530	520	540	-20	-3,7
Июль	196	188	200	-12	-6,0	417	395	425	-30	-7,1
Август	144	142	147	-5	-3,4	427	394	435	-41	-9,4
Сентябрь	537	491	546	-55	-10,1	549	526	559	-33	-5,9
Октябрь	1700	1761	1730	+31	+1,8	600	584	610	-26	-4,3
Ноябрь	1390	1457	1410	+47	+3,3	382	386	389	-3	-0,8
Декабрь	510	501	520	-19	-3,7	332	308	338	-30	-9,0
Ср. год.	573	573	583	-10	-1,72	773	762	789	-26	-3,3

Месяц	1954 г.					1955 г.				
	Q г/с Дзелзлеяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %	Q г/с Дзелзлеяс, м³/сек.	Q ГЭС м³/сек.	Q расчит м³/сек.	ΔQ м³/сек.	ΔQ %
Январь	203	207	207	0	0	420	371	427	-56	-13,1
Февраль	157	156	160	-4	-2,5	526	491	536	-45	-8,4
Март	230	209	234	-25	-10,7	334	339	340	-1	-0,3
Апрель	1390	1354	1415	-61	-4,3	2000	1980	2015	-35	-1,7
Май	755	745	769	-24	-3,1	2850	2930	2900	+30	+1,0
Июнь	230	226	234	-8	-3,4	875	840	890	-50	-5,6
Июль	157	159	160	-1	-0,6	320	304	326	-22	-6,8
Август	301	289	306	-17	-5,6	182	178	185	-7	-3,8
Сентябрь	356	334	361	-27	-7,4	149	134	152	-18	-11,8
Октябрь	630	575	642	-67	-10,4	194	175	197	-22	-11,1
Ноябрь	702	686	715	-29	-4,0	230	216	234	-18	-7,7
Декабрь	510	490	520	-30	-5,8	202	199	206	-7	-3,4
Ср. год.	468	452	477	-25	-5,2	690	680	701	-21	-3,0

Примечание: $Q_{расчит} = Q_{у Дзелзлеяс}$, умноженному на коэффициент $K = 1,017$ (за счет нарастания площади водосбора). Знак ΔQ определяется вычитанием расхода вышележащего из расхода нижележащего пункта.

Учет зимнего стока на гидростворе оказался весьма приближенным. Измерение расходов воды на гидростворе Дзелзлеяс в зимние месяцы и последующий подсчет стока весьма затруднены вследствие большой зашугованности русла, наличия зажорных явлений и интенсивного ледохода.

Поэтому расходы воды зимой часто измеряются не в створе Дзелзлеяс, а несколько выше или ниже его, в полыньях, или же переносятся с вышележащих постов Екабпилс или Даугавпилс. В результате сток, подсчитанный по этим данным, является приближенным. Два случая неверного подсчета зимнего стока можно видеть на рис. 179 и 180. В январе 1952 г. измерений расходов воды в створе Дзелзлеяс не было; расходы воды были перенесены с поста Даугавпилс (сток по Дзелзлеяс в первые две декады оказался сильно завышенным). В январе 1955 г. резкое увеличение расходов воды в I декаду не подтверждается ходом температуры воздуха и данными на других постах. Следует отметить, что сток за зимний период 1955-56 г., подсчитанный Мосгидэпом для створа в Оденкальне, находящегося в полынье, сильно разошелся со стоком у Дзелзлеяс и в значительной мере увязался со стоком по данным ГЭС. Все сказанное свидетельствует о том, что подсчет зимнего стока неверен именно в створе Дзелзлеяс, а не на ГЭС.

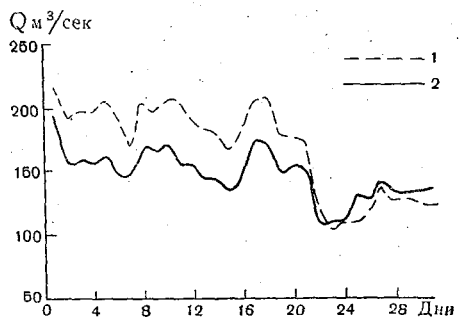


Рис. 179. Совмещенные гидрографы ежедневных расходов по Кегумской ГЭС и г/с Дзелзлеяс, январь 1952 г.
1 — Кегумская ГЭС, 2 — г/с Дзелзлеяс.

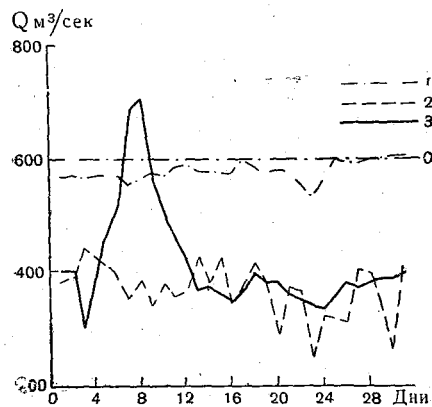


Рис. 180. Совмещенные гидрографы ежедневных расходов по Кегумской ГЭС и г/с Дзелзлеяс, январь 1955 г.
1 — температура воздуха, 2 — Кегумская ГЭС, 3 — г/с Дзелзлеяс.

расходы воды были перенесены с поста Даугавпилс (сток по Дзелзлеяс в первые две декады оказался сильно завышенным). В январе 1955 г. резкое увеличение расходов воды в I декаду не подтверждается ходом температуры воздуха и данными на других постах. Следует отметить, что сток за зимний период 1955-56 г., подсчитанный Мосгидэпом для створа в Оденкальне, находящегося в полынье, сильно разошелся со стоком у Дзелзлеяс и в значительной мере увязался со стоком по данным ГЭС. Все сказанное свидетельствует о том, что подсчет зимнего стока неверен именно в створе Дзелзлеяс, а не на ГЭС.

Пример 3. Оценка мате-

риалов по учету стока на Днепрогэсе им. В. И. Ленина.

На Днепрогэсе им. В. И. Ленина расходы воды через турбины учитывались на основании эксплуатационных характеристик при осредненных значениях напора и мощности. Потери

напора на решетках не учитывались. Расходы через водосливные отверстия плотины определялись на основании формул гидравлики, соответствующих виду отверстия и режиму истечения. Обычным образом, по объему сливной призмы и числу шлюзований, учитывался расход воды на шлюзование. Расходы фильтрации и утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотины принимались равными нулю.

Таблица 82

Сравнение средних месячных расходов воды (м³/сек.) на Днепрогэсе им. В. И. Ленина и гидростворе Разумовка

Месяц	1952 г.				1953 г.			
	Q _{ГЭС}	Q _{Раз}	ΔQ	ΔQ %	Q _{ГЭС}	Q _{Раз}	ΔQ	ΔQ %
Январь	435	492	+57	+13,1	1130	1200	+70	+6,2
Февраль	687	789	+102	+14,8	1550	1550	0,0	0,0
Март	590	634	+44	+7,45	1504	1520	+16	+1,06
Апрель	1680	1730	+50	+2,98	5810	6090	+280	+4,82
Май	2570	2690	+120	+4,67	5180	5460	+280	+5,4
Июнь	1590	1730	+140	+8,8	2510	2760	+250	+10,0
Июль	843	949	+106	+12,6	1215	1380	+165	+13,6
Август	708	801	+93	+13,1	890	984	+94	+10,6
Сентябрь	653	711	+58	+8,9	1050	1180	+130	+12,4
Октябрь	850	924	+74	+8,7	823	873	+50	+6,08
Ноябрь	1095	1160	+65	+5,9	718	774	+56	+7,8
Декабрь	1340	1450	+110	+8,2	365	403	+38	+10,1
Год	1087	1170	+83	+7,6	1895	2010	+115	+6,08

Месяц	1954 г.				1955 г.			
	Q _{ГЭС}	Q _{Раз}	ΔQ	ΔQ %	Q _{ГЭС}	Q _{Раз}	ΔQ	ΔQ %
Январь	476	489	+13	+2,74	679	722	+43	+6,3
Февраль	450	460	+10	+2,22	1327	1430	+103	+7,8
Март	456	447	-9	-1,97	1570	1660	+90	+5,7
Апрель	1402	1450	+48	+3,42	2715	2780	+65	+2,4
Май	1952	2110	+158	+8,06	4306	4500	+194	+4,5
Июнь	1320	1490	+170	+12,9	2333	2500	+167	+7,15
Июль	725	851	+126	+17,4	897	1030	+133	+14,8
Август	644	759	+115	+17,9	732	828	+96	+13,1
Сентябрь	458	523	+65	+14,1	597	693	+96	+16,1
Октябрь	576	644	+68	+11,8	646	724	+78	+12,1
Ноябрь	735	822	+87	+11,1	632	703	+71	+12,0
Декабрь	409	467	+58	+14,4	433	532	+99	+22,9
Год	800	876	+76	+9,5	1406	1509	+103	+7,3

Примечание: Знак ΔQ определяется вычитанием расхода ГЭС из расхода гидроствора.

Для гидроствора Разумовка, расположенного в 16,5 км ниже ГЭС, расходы воды приняты по обработке гидрометстанции.

В табл. 82 приведены средние месячные расходы воды по ГЭС и гидроствору Разумовка. Как видно из таблицы, расходы по ГЭС систематически занижены по сравнению с расходами на гидростворе. По средним годовым значениям расход это занижение составляет от 6 до 10%; по средним месячным значениям оно увеличивается в отдельные месяцы до 12—15%. В весенние месяцы при сбросе воды через плотину расхождение уменьшается и не превышает 5%, но по абсолютной величине достигает 280 м³/сек. Предполагается, что принятые при истечении через одно отверстие гидравлические зависимости не вполне соответствуют гидравлическим зависимостям при истечении через несколько рядом расположенных отверстий. Предполагается также, что место установки водомерного поста для расчета напора на плотине нерепрезентативно для нахождения уровня верхнего бьефа.

Более существенными являются расхождения в тот период года, когда расход на гидроузле проходит в основном через турбины ГЭС.

Причинами преуменьшения расходов по гидроузлу являются: а) применение эксплуатационных характеристик при осреднении напора и мощности за сутки, что может дать по приближенной оценке преуменьшение до 2%; б) недоучет расхода утечек через направляющий аппарат неработающих турбин и в) недоучет расхода воды (порядка 4—5 м³/сек.), забираемого из водохранилища на нужды промышленных предприятий и сбрасываемого в реку ниже плотины.

Вместе с тем и расходы на гидростворе не могут быть признаны абсолютно точными. Принимая во внимание, что при измерениях расхода недостаточно учитывается косина струй и относ троса при измерениях глубин, можно ожидать преувеличения расхода на величину порядка 2—3%.

Кроме того, специальный анализ условий измерения расходов при суточном регулировании ГЭС показывает, что измерения в створе производятся преимущественно на ветви подъема суточного попуска ГЭС. Как известно, расходы на подъеме при том же уровне будут больше, чем расходы, соответствующие установившемуся режиму потока. Произведенный анализ показывает также, что это обстоятельство применительно к конкретным условиям данного гидрометрического створа может привести к преувеличению средних суточных расходов на гидростворе до 4—5%. Таким образом, учет этих поправок к расходам на гидростворе может существенно снизить обнаруженное расхождение и остаточное расхождение может быть с уверенностью отнесено за счет

перечисленных выше причин, ведущих к преуменьшению стока на ГЭС.

Пример 4. Оценка материалов по учету стока на Рыбинской ГЭС.

На Рыбинской ГЭС расходы воды через турбины определяются на основании эксплуатационных характеристик по осредненным за сутки значениям напора и мощности. Если в ночные часы ГЭС останавливается, то среднее значение напора вычисляется лишь за те часы, в которые она работала. Расход сброса через плотину вычисляется по гидравлическим формулам. Следует отметить, что сброс за все время нормаль-

Таблица 83

Сравнение средних месячных расходов воды (м³/сек.) на Рыбинской ГЭС и гидростворе у Ярославля

Месяц	1947 г.				1948 г.			
	Q _{ГЭС}	Q _{Яр}	ΔQ	ΔQ %	Q _{ГЭС}	Q _{Яр}	ΔQ	ΔQ %
Январь	926	885	-41	-4,6	1008	1020	+12	+1,2
Февраль	1274	1230	-44	-3,6	1221	1200	-21	-1,7
Март	1337	1140	-197	-17,3	1007	968	-39	-4,0
Апрель	976	1230	+254	+20,6	670	874	+20,4	+23,4
Май	1060	1150	+90	+7,8	666	719	+53	+7,3
Июнь	782	806	+14	+1,7	751	790	+39	+4,9
Июль	806	816	+10	+1,2	746	752	+6	+0,8
Август	827	845	+18	+2,1	733	735	-3	-0,4
Сентябрь	834	850	+16	+1,6	733	743	+10	+1,3
Октябрь	879	910	+31	+3,4	729	801	+72	+9,0
Ноябрь	957	990	+33	+3,3	791	770	-21	-2,7
Декабрь	1007	923	-84	-9,1	622	664	+42	+6,3
Год	975	981	+6	+0,6	807	836	+27	+3,2

Месяц	1949 г.				1950 г.			
	Q _{ГЭС}	Q _{Яр}	ΔQ	ΔQ %	Q _{ГЭС}	Q _{Яр}	ΔQ	ΔQ %
Январь	839	784	-55	-7,0	1113	1290	-23	-1,8
Февраль	997	943	-51	-5,5	1006	1020	+14	+1,4
Март	600	656	+56	+8,5	715	733	+23	+3,1
Апрель	464	660	+196	+29,7	542	733	+191	+26,0
Май	890	928	+62	+6,7	772	792	+20	+2,5
Июнь	947	919	-23	-3,0	1007	983	-24	-2,4
Июль	849	887	+38	+4,3	979	991	+12	+1,2
Август	856	879	+23	+2,6	793	863	+65	+7,5
Сентябрь	824	860	+36	+4,2	845	904	+59	+6,5
Октябрь	969	933	+14	+1,4	1058	1090	+32	+2,9
Ноябрь	891	901	+10	+1,1	940	1070	+130	+12,2
Декабрь	1099	1060	-39	-3,7	1151	1090	-61	-5,6
Год	852	872	+20	+2,3	930	964	+34	+3,5

ной эксплуатации ГЭС производился лишь один раз в мае и июне многоводного 1955 г. Расход на шлюзование определяется по объему шлюза и количеству шлюзований за сутки.

Гидроствор Ярославль расположен на 80 км ниже ГЭС. Расходы по Ярославлю приняты согласно материалам ежегодников. Нарастание площади водосбора между ГЭС и Ярославлем составляет около 3%.

В табл. 83 приведены средние месячные расходы воды на ГЭС и на гидростворе за 1947—1955 гг. Как видно из таблицы, расходы воды на гидростворе, как правило, превышают расходы на ГЭС.

По средним годовым значениям это превышение колеблется в пределах от 0,2 до 3,5% и, казалось бы, соответствует, примерно, увеличению площади водосбора от ГЭС до гидроствора.

Но характер расхождений по отдельным периодам года таков, что этой причиной объяснить все расхождения нельзя. В зимние месяцы расходы на ГЭС преимущественно больше, чем расходы на гидростворе. В апреле, когда наступает весеннее половодье, расходы на гидростворе существенно больше (до 20—30%), чем на ГЭС. В остальной период года расходы на гидростворе также преимущественно больше, чем на ГЭС, но это превышение в среднем составляет 3—4% и несколько больше в отдельные месяцы.

Существенное увеличение расходов на гидростворе в период половодья совершенно естественно объясняется боковой приточностью. Хотя нарастание площади водосбора и невелико, но сток с этой площади не зарегулирован, тогда как сток с водосбора выше г. Рыбинска зарегулирован полностью и вместо нескольких тысяч кубометров, что было бы в естественном состоянии, через ГЭС в апреле пропускают расход, не превышающий в среднем 600—700 м³/сек.

В летние и осенние месяцы преуменьшение стока на ГЭС следует объяснить теми же причинами, что и в разобранный выше примере для Днепрогэса им. В. И. Ленина. Кроме того, на Рыбинской ГЭС более значительную роль может играть недоучет потерь напора на сорудерживающих решетках, что и наблюдается в действительности.

В зимние месяцы при подсчете стока на гидростворе имеют место ошибки вследствие неправильного учета влияния ледовых явлений. В период ледообразования, ледохода или при больших промежутках времени между измерениями расходов при наличии ледостава расхождения в средних месячных расходах Рыбинской ГЭС и Ярославля достигают 20%. Для примера на рис. 181 приведены совмещенные гидрографы Рыбинской ГЭС и г/с Ярославль за 1947 г. В марте 1947 г. сток у Ярославля на 20% занижен по сравнению со стоком на Рыбинской ГЭС. Оказывается, в этом месяце на г/с Ярославль

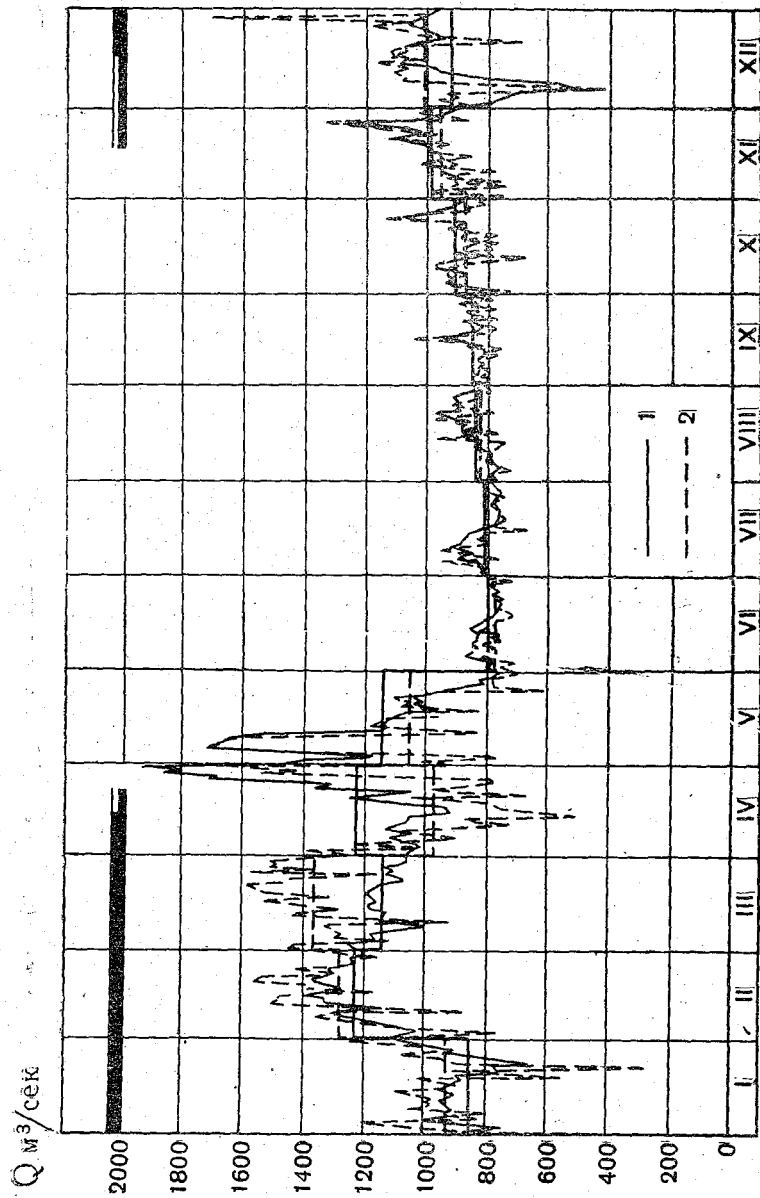


Рис. 181. Совмещенные гидрографы ежедневных расходов воды по Рыбинской ГЭС и г/с Ярославль, 1947 г. 1 — г/с Ярославль, 2 — Рыбинская ГЭС.

Сравнение средних месячных расходов воды (м³/сек.) по двум близрасположенным ГЭС каскада Ленэнерго

Месяц	1953 г.			1954 г.			1955 г.		
	Q верхн. ГЭС	Q нижн. ГЭС	ΔQ %	Q верхн. ГЭС	Q нижн. ГЭС	ΔQ %	Q верхн. ГЭС	Q нижн. ГЭС	ΔQ %
Январь	691	685	-0,9	674	687	+1,9	753	756	+3
Февраль	703	695	-1,2	643	656	+2,0	825	829	+4
Март	710	698	-1,7	637	648	+1,7	967	980	+13
Апрель	669	670	+0,2	632	649	+2,6	965	980	+15
Май	590	593	+0,5	468	472	+8,5	876	890	+14
Июнь	423	434	+2,5	412	420	+1,9	923	933	+10
Июль	213	219	+2,7	225	223	-0,9	754	751	-3
Август	348	355	+2,0	217	221	+1,8	540	545	+5
Сентябрь	483	492	+1,8	370	380	+2,7	638	639	+1
Октябрь	610	622	+1,9	390	403	+3,2	656	658	+2
Ноябрь	677	689	+1,7	615	629	+2,2	723	715	-8
Декабрь	691	707	+2,3	746	750	+0,5	729	719	-10
Год	567	572	+0,9	502	512	+2,0	779	783	+4

не было измерено ни одного расхода воды, коэффициент $K_{зим}$ был взят по аналогии с предыдущим его значением. В декабре, при ледоходе, измерений не было; был измерен лишь один расход воды 27/XII при установившемся ледоставе. Сток в Ярославле за этот месяц занижен по сравнению с Рыбинской ГЭС на 9%. Аналогичные примеры можно было бы привести и за другие годы.

Пример 5. Оценка материалов по учету стока на двух соседних ГЭС каскада.

Две гидростанции расположены на расстоянии 10 км друг от друга. Аккумуляция воды в русле незначительна, расход

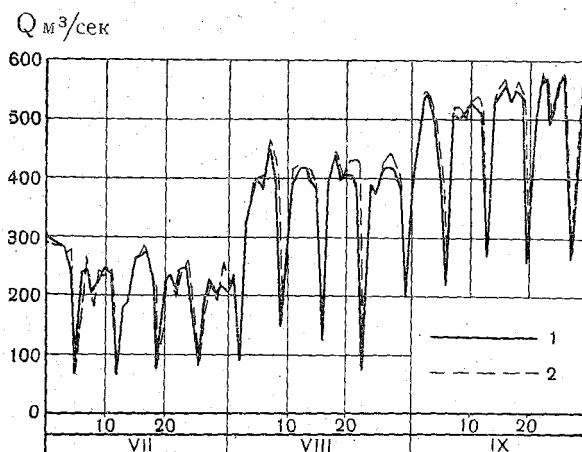


Рис. 182. Совмещенные гидрографы по двум соседним ГЭС каскада, 1953 г.
1 — верхняя ГЭС, 2 — нижняя ГЭС.

на аккумуляцию не превышает $\pm 1\%$ от величины средних суточных расходов воды. Как видно из табл. 84 и рис. 182, средние месячные расходы воды нижней ГЭС систематически (за исключением 7 месяцев из рассмотренных 36) превышают расходы верхней ГЭС на несколько кубометров, составляющих 1—3% от расхода нижней ГЭС. Это расхождение объясняется, по-видимому, двумя причинами:

- 1) забором воды из водохранилища верхней ГЭС на нужды города и возврат этой воды частично в нижний бьеф верхней ГЭС,
- 2) наличием незначительной приточности между ГЭС.

Составление заключения о надежности данных учета стока на ГЭС и возможности их опубликования

В результате анализа всех материалов по учету стока на ГЭС составляется заключение о возможности опубликования

данных о расходах воды через ГЭС в Гидрологическом ежегоднике.

В заключении должно быть дано краткое описание методов учета стока с указанием отдельных неточностей в методике и оценкой ориентировочной величины ошибки в расходах вследствие неточностей в методике их учета, решение об опубликовании материалов или их браковке, о составе пояснений к стоку, помещаемых в Гидрологическом ежегоднике.

2. СОСТАВ МАТЕРИАЛОВ ПО УЧЕТУ СТОКА НА ГЭС, ПОМЕЩАЕМЫХ В ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ЕЖЕГОДНИКАХ

В Гидрологический ежегодник материалы по учету стока на ГЭС помещаются в виде:

- 1) суммарных расходов воды через створ гидротехнических сооружений;
- 2) описания ГЭС как гидрометрического створа и водомерного поста;
- 3) пояснения к стоку.

Заполнение таблицы «Ежедневные расходы воды» по данным учета стока на ГЭС

В таблицу «Ежедневные расходы воды» вносят:

- а) значения суммарных средних суточных расходов воды через все гидротехнические сооружения данной ГЭС;
- б) значения средних декадных суммарных расходов воды в створе ГЭС;
- в) наибольшие и наименьшие суммарные расходы воды в створе малых ГЭС.

Сведения о ледяных образованиях и ледовой обстановке в таблицах ЕРВ в случае заполнения их данными учета стока на ГЭС не приводятся.

Состав описания ГЭС для Гидрологического ежегодника

Описание ГЭС должно содержать те общие сведения о ГЭС, которые дают представление о составляющих расхода в створе гидрометрических сооружений, типах, размерах всех водопропускных отверстий, типе самой ГЭС. Должны быть приведены следующие сведения:

1. Краткое описание схемы узла сооружений. Тип ГЭС, перечень всех водопропускных отверстий для пропуска воды из верхнего бьефа в нижний, наличие сороудерживающих устройств, напорных трубопроводов и т. д.

2. Плотина — материал, общая длина. Водосливная часть плотины — число пролетов (отверстий), размеры пролетов,

тип затворов. Наличие донных водосбросов. Режим работы водосбросных устройств.

3. Машины — тип (завод-изготовитель), число, максимальная пропускная способность каждого агрегата. Общий характер колебаний нагрузки в году, в сутки. При описании малой ГЭС следует указать режим работы ГЭС — индивидуальный или она работает в кольце энергосистемы.

4. Расходомеры в турбинных трактах — тип (завод-изготовитель), наличие их тарировки.

5. Водомерные устройства — места установок, тип устройства, дистанционные передачи, высота нулей наблюдений, система высот.

6. Реперы — местоположение, тип, номер, надпись на репере, год установки, отметка и система отметок.

7. Прочие водосливные отверстия на ГЭС; сифонные водосбросы, боковые штольни и т. д.

8. Водозаборы из водохранилища: головы каналов, насосные установки. Наличие рыбохода.

9. Шлюзы, плотоходы.

10. Расстояние от плотины до створа выклинивания подпора.

В случае описания малых ГЭС следует привести описания водохранилища и участка реки ниже ГЭС.

1) Водоохранилище — полный и полезный объем, ширина и средняя глубина по нескольким характерным профилям. Отметка максимального уровня водохранилища.

2) Участок реки, расположенный непосредственно ниже плотины, — долина, русло, пойма с точки зрения расположения водомерного поста и створов для тарировки турбин и водосливных отверстий плотины. Местоположение гидрометрического створа и его оборудование.

Основные правила написания в Ежегоднике чисел, выражающих высоты (отметки) репера и нуля графика водомерного устройства, приводятся в «Наставлении гидрометеорологическим станциям и постам», вып. 6, ч. III.

Состав пояснений к стоку, помещаемых в Гидрологическом ежегоднике

1. Для крупных ГЭС. Пояснения к стоку должны кратко показать все этапы расчета расхода воды в створах ГЭС. Как рассчитывается расход воды через турбины: с помощью расходомеров или по эксплуатационным характеристикам; учитываются ли потери напора на решетках турбин или в напорном трубопроводе. Как ведется расчет среднего суточного расхода воды: по ежечасным данным о мощности и напоре или по осредненным их значениям. Вводится ли в рас-

чет средний суточный напор или напор за время работы агрегата.

Каким образом рассчитывается расход воды через водосливные отверстия плотин, водосбросы, отверстия специального назначения: по гидравлическим формулам, по кривым водопропускных характеристик, как эти кривые построены — на основании модельных, натуральных тарировок или в результате теоретических расчетов по гидравлическим формулам.

Какова фильтрация через тело плотины, под плотину и в обход ее и размеры утечек через неплотности затворов плотин.

Как измеряются расходы воды через рыбоход.

2. Для малых ГЭС. В пояснениях к стоку описывается, по каким зависимостям производится расчет стока через турбины и водосливные отверстия плотин. Как и когда произведены тарировки для получения этих зависимостей. За какие периоды подсчет расхода воды производится по кривым $Q = f(H)$ на гидрометрическом створе и причины перехода к таким расчетам. Каковы размеры утечек через неплотности затворов водосливных отверстий плотин, фильтрационные расходы.

ЛИТЕРАТУРА

Глава I

1. Вахрамеев Б. А. Развитие конструкций гидротурбин. Машгиз, 1957.
2. Гаврилов А. М. Об учете стока через турбины на крупных гидроэлектростанциях. Метеорол. и гидрол. № 2, 1958.
3. Гаврилов А. М. и Холодильни Г. К. Из опыта регулярного учета стока на малых гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 62, 1957.
4. Горбунов Г. Г. Методика подсчета расхода воды по диаграмме «время—давление», снятой в диффузоре всасывающей трубы турбины во время быстрого закрытия направляющего аппарата». Рукопись Ленэнерго, 1956.
5. Гибсон Н. Р. Метод Гибсона и соответствующая аппаратура для измерения расхода воды в напорных трубопроводах. Рукопись ВНИИГ 1949.
6. Ковалев Н. Н. и др. Новые турбины Днепровской гидроэлектростанции им. В. И. Ленина. Госмашиздат. М.—Л., 1951.
7. Маркин Г. А. Будущее электрофикации СССР. Госполитиздат, 1956.
8. Морозов А. А. Использование водной энергии. Госэнергоиздат, 1948.
9. Пикуш Н. В. К вопросу тарировки малых гидроэлектростанций и учета стока на них. Труды Укр. н.-и. гидромет. инст., вып. 6, 1956.
10. Сеницын В. Б. Из опыта эксплуатации гидростанций совмещенного типа. Электрические станции, № 7, 1957.
11. Турбинное оборудование гидроэлектростанций. Госэнергоиздат, М.—Л., 1958.
12. Флексер Я. Н. О выборе точек подсоединения водомеров на гидравлических турбинах. Наладочные и экспериментальные работы ОргрЭС, вып. XVI, 1958.
13. Флексер Я. Н. и Красник И. Л. Контроль качества работы гидроагрегата. Наладочные и экспериментальные работы ОргрЭС, вып. VII, 1954.
14. Шаффернак Ф. Гидрология. Гидрометеиздат, 1938.
15. Щеголев Г. С. и Гаркави Ю. Е. Гидротурбины и их регулирование. Машгиз, 1957.
16. Mosonji E. Wasserkraftwerke, B. I. Budapest, 1956.
17. List A. Turbinenabnahmeversuche an einem Niederdruckwasserkraftwerk. Die Wasserwirtschaft, № 12, 1954.
18. List A. Vereinfachtes Verfahren zum Einstellen der Kaplan-turbinen auf besten Wirkungsgrad. Die Wasserwirtschaft, № 4, 1954.

Глава II

19. Гаврилов А. М. Опытные данные величин коэффициентов расхода в формулах для водослива и истечения через отверстие. Труды ГГИ, вып. 47, 1955.
20. Гаврилов А. М. Результаты одной натурной тарировки водосливного отверстия плотины малой ГЭС. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.

21. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам. Госэнергоиздат, 1957.
22. Мартынов И. П. Истечение из-под сегментных затворов. Гидротехника и мелиорация, № 5, 1958.
23. Мостков М. А. Гидравлический справочник. Гос. изд. лит-ры по строительству и архитектуре, М., 1954.
24. Офицеров А. С. Гидравлика водослива. ОНТИ, 1938.
25. Павловский Н. Н. Краткий гидравлический справочник. Госстройиздат, 1940.
26. Пикалов Ф. И. Истечение через щитовое отверстие на гребне водослива и через затопленный водослив практического профиля. Гидротехника и мелиорация, № 1, 1949.
27. Технические условия и нормы проектирования гидротехнических сооружений. Гидравлические расчеты водослизов. (ТУ и Н МЭС). Госэнергоиздат, 1952.
28. Технические условия и нормы проектирования гидротехнических сооружений. Глубинные водосбросы и водоспуски плотинных узлов гидроэлектростанций (ТУ 29-53). Госэнергоиздат, 1952.
29. Шур Б. М. Вопросы проектирования механического оборудования гидротехнических сооружений. Труды научно-технич. совещ. по гидромеханическому оборудованию ГЭС. Госэнергоиздат, 1957.
30. Schmidt M. Die Gerinnehydraulik. Berlin, 1957.
31. Schmidt M. Der vollkommene und unvollkommene Ausfluss unter Schützen. Die Bautechnik, № 8, 1957.
32. Toch A. Discharge characteristics of Tainter gates. Proceedings ASCE, vol. 79, № 295, Oct. 1953.

Глава III

33. Гаврилов А. М. Об учете стока через турбины на крупных гидроэлектростанциях. Метеорология и гидрология, № 2, 1958.
34. Горбунов Г. Г. Энергетика гидроэлектрических станций. Госэнергоиздат, 1949.
35. Замарин Е. А. и Фандеев В. В. Гидротехнические сооружения. Госэнергоиздат, 1954.
36. Золотарев Т. Л. Гидроэнергетика. Госэнергоиздат, 1950.
37. Проскуряков А. К. и Кабанова К. С. Опыт оценки точности учета стока на гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.
38. Чернятин И. А. Аппаратура для измерения характеристик водного потока на гидроэлектростанциях и ее эксплуатация. Госэнергоиздат, 1956.
39. Чернятин И. А. Методика эксплуатационных исследований гидротурбинных блоков ГЭС и проектирование их расходомерных устройств. Госэнергоиздат, 1959.
40. Шапов Н. И. Гидрометрия гидротехнических сооружений и гидромашин. Госэнергоиздат, 1957.
41. Ягодин Н. А. Опыт эксплуатации сооружений деривационных ГЭС. Госэнергоиздат, 1955.

Глава IV

42. Вархотов Т. Л. Основные положения схемы электроснабжения сельского хозяйства СССР. Сборник статей. АН СССР, 1957.
43. Гаврилов А. М. Опытные данные величин коэффициента расхода в формулах для водослива и истечения через отверстия. Труды ГГИ, вып. 47, 1955.
44. Гаврилов А. М. и Холодильник Г. К. Из опыта регулярного учета стока на малых гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 62, 1957.
45. Гаврилов А. М. и Холодильник Г. К. Опытные измерения расходов воды через турбины малых гидроэлектростанций. Труды ГГИ, вып. 62, 1957.

46. Гаврилов А. М. Результаты одной натурной тарировки водосливного отверстия в плотине малой ГЭС. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.
47. Ковальчук П. и Мурашко М. Исследование работы турбинного оборудования ГЭС «Дружба народов». Труды Института энергетики АН БССР, вып. II, 1955.
48. Комплект измерительных приборов типа КИП. Центр. бюро техн. инф. М., 1955.
49. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. I, Гидрометеиздат, 1957.
50. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. III, Гидрометеиздат, 1958.
51. Пикущ Н. В. К вопросу тарировки малых ГЭС и учета стока на них. Труды Укр. НИГМИ, вып. 6, 1956.
52. Холодильн Г. К. Тарировка турбин малых ГЭС при нагрузке на сеть и на реостаты. Труды ГГИ, вып. 77, 1959.

Глава V

53. Гаврилов А. М. и Холодильн Г. К. Из опыта регулярного учета стока на малых гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 62, 1957.
54. Проскуряков А. К. и Кабанова К. С. Опыт оценки точности учета стока на гидроэлектростанциях. Труды ГГИ, вып. 70, 1958.
55. Инструкция по учету стока воды на гидроэлектростанциях и гидроузлах. Гидрометеиздат, Л., 1955.
56. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. I — Гидрологические наблюдения и работы на реках. Гидрометеиздат, Л., 1957.
57. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам, вып. 6, ч. III — Составление и подготовка к печати гидрологического ежегодника. Гидрометеиздат, Л., 1958.

ПРИЛОЖЕНИЯ

План (программа) тарировки ГЭС

ГЭС работает в системе на постоянной нагрузке. В план входит:

1. Организация гидрометрических работ.
2. Тарировка турбины (Фойта, $N = 180$ квт).
3. Тарировка щитовых отверстий.
4. Измерение расходов на утечки и фильтрацию.

1. Измерение расходов воды для тарировки как турбины, так и щитов производится на спаде паводка, в основном на действующем гидростворе поста УГМС, в 150 м ниже ГЭС, с лодки, на 5—6 вертикалях, большей частью 5-точечным способом.

Измерения на указанном гидростворе в целях тарировки турбины являются вынужденными, поскольку подводящий канал использовать для измерения расходов не представляется возможным, а в отводящем канале условия для измерения неблагоприятны из-за крайней турбулентности течения.

Уровенные наблюдения при измерениях должны вестись по верхней и нижней рейкам на ГЭС и по свайному посту и самописцу на гидростворе.

2. Турбина тарируется на установление зависимости $Q=f(N)$ при различных открытиях (в условных единицах шкалы, нанесенной на регуляторе турбины): 10, 20, 30 и т. д. до 100 или полного.

При каждом открытии измеряется, как правило, по два расхода воды при тех напорах, которые будут в дни измерений. Одновременно с открытиями отмечается выработка по счетчику на начало и конец каждого измерения по форме:

Дата	Часы		Продолжительность, часы	Уровни			
	начало	конец		верхний бьеф		нижний бьеф	
				начало	конец	начало	конец
1	2	3	4	5	6	7	8

Напор		Открытие	Показание счетчика		Разность
начало	конец		начало	конец	
9	10	11	12	13	14

Коэффициент трансформации счетчика	Выработка (A) кВт-ч	Средняя мощность, кВт $N = \frac{A}{t}$	H на гидростворе, см		Q _{изм} м ³ /сек.
			начало	конец	
15	16	17	18	19	20

Q _щ м ³ /сек.	Q _ф м ³ /сек.	$Q_t = \frac{Q_{изм} - Q_{щ}}{Q_{ф}}$ м ³ /сек.	Примечание
21	22	23	24

Тарировка турбины должна производиться, по возможности, при закрытых водосливных отверстиях, т. е. скорее всего в конце паводка, когда можно будет делать перерывы в сбросах.

Измерения на гидростворе следует производить, как правило, при установившемся уровне.

Общее число измерений при тарировке турбины — 20. Число измерений в сутки, считая и обработку, — 2—4.

Обработка расходов воды и накладка точек Q и a, Q и N производится на месте.

3. Тарировка водосливных донных отверстий необходима в целях уточнения значений коэффициента μ в формуле $Q = \mu b h_{щ} \sqrt{2gH_{щ}}$ в условиях истечения через донное отверстие, разделенное надвое вертикальной балкой.

Тарировка производится при открытии отверстий на разную высоту, начиная от 10 до 50—70 см (через 10 см). В основном тарируются отверстия 2-го и 3-го пролетов, считая от здания ГЭС. Число измерений при каждом открытии 2, общее число измерений для 2-го и 3-го пролетов — 20.

Кроме того, следует произвести 3 контрольных измерения для верхнего разрезного щита 1-го пролета, который тарировался ранее.

Измерения производятся на гидростворе при закрытой турбине в условиях установившегося уровня.

Форма для ведомости измерений следующая:

Дата	Время измерения			Уровень верхнего бьефа, см		
	начало	конец	продолжительность	начало	конец	ΔH
1	2	3	4	5	6	7

Уровень нижнего бьефа, см		Уровень на гидростворе, см			Уклон	
начало	конец	начало	конец		начало	конец
8	9	10	11	12	13	14

Открытие щитов		$Q_{изм}$ м ³ /сек.	$Q_{ф}$ м ³ /сек.	$Q_{т}$ м ³ /сек.	$Q_{щ} = Q_{изм} - Q_{ф} - Q_{т}$ м ³ /сек.
пролет	открытие				
15	16	17	18	19	20

b	Параметры η гидравлической формулы				$B = \Sigma \eta$	$\mu = \frac{Q_{ш}}{B}$	Примечание
	$h_{ш}$	$\sqrt{2g}$	$H_{ш}$	$\sqrt{H_{ш}}$			
21	22	23	24	25	26	27	28

Тарировка щитов производится в первую очередь на середине спада паводка.

Полные расходы на утечки и фильтрацию измеряются на гидростворе вброд при закрытых турбине и водосливных отверстиях. Число измерений 3—5. Измерения следует начинать только при установившемся уровне.

Кроме полного расхода, следует измерить расход утечки и фильтрации в отводящем канале турбины в 2—3 случаях.

Подпись

Форма для средних ГЭС, имеющих ваттметры

Год Месяц Число

Часы суток	Мощность на шинах генератора N квт			Открытие направ. аппарата, %			Уровни воды		Напор, м	Маневрирование холостыми щитами					
	ген. № 1	ген. № 2	ген. № 3	турбина № 1	турбина № 2	турбина № 3	верхнего бьефа	нижнего бьефа		№ щитов	откры- тие щитов		закры- тие щитов		
											час.	мин.	час.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
Средн. мощн. гене- ратора за сутки				Отсчеты по электросчетчикам в 24 часа 00 мин.											
				генера- тор № 1		генера- тор № 2		генера- тор № 3							
№ агрега- тов	Выработка за сутки (квт-ч)	Число часов работы		Пуск турбины		Остановка турбины		Пуск турбины		Остановка турбины		Пуск турбины		Остановка турбины	
		час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.	час.	мин.
Агрег. № 1															
Агрег. № 2															
Агрег. № 3															

Подпись дежурных

Приложение 3

Форма ТР-2

Год Месяц Число Генератор №

Время часы	Напряжение в вольтах (V)	Сила тока на фазах в амперах (A)			Мощность на генераторе (N)	Показания электросчетчика			Открытие аппарата, %	Уровни		Напор, м	Пуск турбины		Остановка турбины	
		К	Ж	С		К	Ж	С		верхний бьэф	нижний бьэф		час.	мин.	час.	мин.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1																
2																
3																
4																
5																
24																

Средняя мощность генератора за сутки (в киловаттах)	(квт)	Разница показаний электросчет. за сутки	Сумма разниц	Перех. коэфф.	Выработка за сутки в квт.-час.	Продолжительность работы генератора за сутки	
						час.	мин.

Маневрирование щитами холостого водоспуска ГЭС

Дата открытия и закрытия	№ щитов	Открытие щитов		Уровни воды		Закрытие щитов		Уровни воды		Примечание
		час.	мин.	верх. бьефа	нижн. бьефа	час.	мин.	верх. бьефа	нижн. бьефа	

Подписи дежурных

Приложение 4

Сельсин — самосинхронизирующий прибор, основанный на синхронной передаче по проводам поступательного движения через превращение его в угловое перемещение ротора сельсина-датчика и соответственно ротора сельсина-приемника. Роторы обоих сельсинов электрически соединяются между собой.

При вращении ротора сельсина посредством конической и зубчатой передачи на валу поворачивается барабан счетного механизма и в окне рамки показателя устанавливаются цифры уровня, положения щита и т. д.

Для отсчета может быть применен и стрелочный приемный прибор (без счетного механизма).

Сельсин может быть использован и для передачи величины расхода воды при наличии расходомера с протарированным стрелочным или иного устройства указателем.

Наконец, с помощью сельсина может осуществляться и регулирование открытий направляющего аппарата турбины и затворов водосливных отверстий.

Питание сельсина происходит по двум проводам, а внутреннее соединение между сельсинами — по трем проводам.

Недостатки прибора в настоящее время заключаются в несовершенстве синхронизации. У современных приборов она нередко нарушается при резких колебаниях измеряемой величины, например, при резких повышениях уровня воды в нижнем бьефе, вызванных сбросами, пуском и остановкой турбины. Также наблюдается коррозия контактов. Поэтому стремятся конструировать бесконтактные сельсины.

Усовершенствованием сельсина, в связи с телеизмерительными устройствами, занимается ленинградский завод «Электропулт».

Приложение 5

Белогорская ГЭС

Расчетная таблица расходов воды (Q м³/сек.) через турбину в зависимости от мощности N квт при напорах $H = 3,65 - 4,00$ м

N квт	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	2,10	2,12	2,14	2,16	2,18	2,20	2,22	2,24	2,26	2,28
50	2,30	2,32	2,35	2,37	2,40	2,42	2,44	2,47	2,49	2,52
60	2,54	2,56	2,59	2,61	2,64	2,66	2,69	2,71	2,73	2,76
70	2,78	2,80	2,83	2,86	2,88	2,90	2,93	2,96	2,98	3,00
80	3,03	3,06	3,08	3,11	3,14	3,16	3,19	3,22	3,25	3,27
90	3,30	3,33	3,35	3,38	3,41	3,44	3,46	3,49	3,52	3,54
100	3,57	3,60	3,63	3,66	3,69	3,72	3,74	3,77	3,80	3,83
110	3,86	3,89	3,92	3,95	3,98	4,01	4,04	4,07	4,10	4,13
120	4,16	4,19	4,22	4,25	4,28	4,31	4,34	4,37	4,40	4,43
130	4,46	4,49	4,52	4,55	4,58	4,62	4,65	4,68	4,71	4,74
140	4,77	4,80	4,84	4,87	4,90	4,94	4,97	5,00	5,03	5,07
150	5,10	5,14	5,17	5,20	5,24	5,28	5,31	5,34	5,38	5,42
160	5,45	5,48	5,52	5,56	5,59	5,62	5,66	5,70	5,73	5,76
170	5,80	5,84	5,87	5,91	5,94	5,98	6,02	6,05	6,09	6,12
180	6,16	6,20	6,23	6,27	6,31	6,34	6,39	6,42	6,46	6,50
190	6,54	6,58	6,62	6,66	6,70	6,74	6,78	6,82	6,86	6,90
200	6,94	6,98	7,02	7,06	7,10	7,14	7,18	7,22	7,26	7,30
210	7,34	7,38	7,42	7,46	7,50	7,54	7,58	7,62	7,66	7,70
220	7,74	7,78	7,82	7,86	7,90	7,94	7,98	8,02	8,06	8,10

Приложение 6

Белогорская ГЭС

Расчетная таблица расходов воды (Q м³/сек.) через отверстие при неполном открытии щита № 2, средний пролет

$$Q = \mu b h_{\text{щ}} \sqrt{2g H_{\text{п}}} \quad \mu = 0,65 \text{ (по данным тарифовки)}$$

Открытие, см	Уровень верхнего бьефа, см						
	330	340	350	360	370	380	390
5	0,94	0,97	0,99	1,02	1,04	1,06	1,08
10	1,89	1,93	1,99	2,03	2,08	2,13	2,17
15	2,81	2,87	2,96	3,02	3,10	3,16	3,22
20	3,73	3,84	3,92	4,03	4,12	4,20	4,31
25	4,63	4,74	4,88	5,02	5,12	5,22	5,36
30	5,58	5,65	5,77	5,94	6,06	6,23	6,35
35	6,35	6,55	6,68	6,88	7,03	7,28	7,37
40	7,22	7,45	7,61	7,83	8,00	8,22	8,38
45	8,06	8,25	8,50	8,75	8,93	9,18	9,37
50	8,88	9,15	9,43	9,64	9,92	10,2	10,4
55	9,71	10,0	10,3	10,6	10,8	11,2	11,4
60	10,5	10,8	11,2	11,5	11,8	12,1	12,3
65	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,3
70	12,1	12,5	12,8	13,2	13,5	13,9	14,2
75	12,9	13,2	13,6	14,0	14,4	14,8	15,1
80	13,5	14,0	14,4	14,9	15,3	15,7	16,1
85	14,2	14,7	15,2	15,7	16,2	16,5	17,0
90	14,9	15,5	16,0	16,4	16,9	17,3	17,8
95	15,7	16,2	16,7	17,2	17,7	18,2	18,7
100	16,4	16,9	17,5	18,10	18,6	19,0	19,6
105	17,0	17,6	18,2	18,8	19,3	19,9	20,4
110	17,7	18,3	18,9	19,5	20,2	20,8	21,2
115	18,3	18,9	19,6	20,2	20,8	21,5	22,0
120	18,9	19,6	20,9	20,9	21,6	22,2	22,9

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
✦ Глава I. Основные сведения по гидроэнергетике и гидроэлектростанциям	9
1. Водноэнергетические параметры ГЭС	10
2. Использование водной энергии	18
3. Классификация ГЭС	19
4. Состав сооружений на ГЭС	22
5. Оборудование ГЭС	30
6. Водяные турбины и их характеристики	32
7. Тарировка турбин и расходомеров на ГЭС	59
✦ Глава II. Определение сбросных расходов на ГЭС и гидроузлах	74
1. Схемы отведения неиспользуемых расходов воды и размещение водосливных отверстий	76
2. Расчет расходов воды через водосливы	89
3. Расчет расходов воды при истечении через отверстия	111
4. Примеры расчета сбросных расходов воды на крупных ГЭС	131
Глава III. Учет стока на крупных ГЭС	147
1. Составляющие расхода воды в створах действующих ГЭС	149
2. Водомерные устройства на ГЭС	154
3. Определение расходов воды через турбинные тракты действующих ГЭС	164
4. Учет холостого сброса воды в створе гидротехнических сооружений	207
5. Учет расхода воды на фильтрацию и прочих составляющих расхода воды на гидроузлах	220
6. Сводка данных о водном режиме реки на ГЭС	230
✦ Глава IV. Учет стока на малых ГЭС	231
1. Цели и состояние учета стока	231
2. Обследование ГЭС	239
3. Тарировка ГЭС и организация регулярных наблюдений	248
4. Составление расчетных зависимостей и вычисление расходов воды	279
5. Примеры выполненных тарировок	291
✦ Глава V. Анализ материалов по учету стока на ГЭС и подготовка их к печати	303
1. Оценка качества материалов по учету стока на крупных ГЭС	304
2. Состав материалов по учету стока на ГЭС, помещаемых в Гидрологических ежегодниках	329
Литература	332
Приложения	335