МАЛАЯ ГИДРО-ЭНЕРГЕТИКА

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

МАЛАЯ ГИДРО-ЭНЕРГЕТИКА

Под редакцией
Л. П. МИХАЙЛОВА

2008

МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1989

ББК 31.57
М18
УДК 621.311.21-181.4

173117

Рецензент Л.Н. Торопов

М18 Малая гидроэнергетика /Л.П. Михайлов, Б.Н. Фельдман, Т.К. Марканова и др.; Под ред. Л.П. Михайлова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 184 с.: ил.

ISBN -5-283-01984-5

Изложены сведения о гидроэнергетическом потенциале малых, средних и части крупных рек СССР, используемом малой гидроэнергетикой. Приведены рекомендации по проектированию, строительству и обоснованию экономической эффективности современных автоматизированных малых ГЭС, применению различных типов гидросилового оборудования. Рассмотрены особенности водохранилищ малых ГЭС и их влияние на окружающую природную среду. Приведен анализ зарубежного опыта проектирования и строительства малых ГЭС.

Книга рассчитана на инженеров-гидротехников и гидроэнергетиков: проектировщиков, строителей и эксплуатационников, а также может быть полезна преподавателям и студентам вузов.

М $\frac{2206000000-579}{051(01)-89}$ 74-89

ББК 31.57

ISBN-5-283-01984-5

©Энергоатомиздат, 1989

Оглавление

Введение 4
Глава 1. **История развития малой гидроэнергетики в СССР** 10
1.1. Этапы развития малой гидроэнергетики в СССР 10
1.2. Современное состояние малой гидроэнергетики в СССР 17
Глава 2. **Потенциал малой гидроэнергетики** 24
2.1. Гидроэнергетические ресурсы СССР 24
2.2. Классификация малых ГЭС 27
2.3. Степень изученности ресурсов малой гидроэнергетики 29
2.4. Потенциал малой гидроэнергетики СССР 31
Глава 3. **Проектирование малых ГЭС** 47
3.1. Общие положения 47
3.2. Схемы малых ГЭС 48
3.3. Определение основных параметров малых ГЭС 59
3.4. Сооружения энергетического тракта малых ГЭС 64
3.5. Особенности организации строительства и производства работ 79
3.6. Экономическая эффективность малых ГЭС 83
Глава 4. **Основное технологическое оборудование малых ГЭС** 90
4.1. Краткий исторический обзор 90
4.2. Гидросиловое оборудование малых ГЭС 94
4.2.1. Гидротурбины 94
4.2.2. Гидрогенераторы 110
4.2.3. Предтурбинные затворы 115
4.2.4. Регуляторы гидротурбин и расчет гарантий регулирования 117
4.3. Современные разработки стандартных малых гидроагрегатов в СССР 122
4.4. Электротехническое оборудование 132
4.5. Основные принципы управления и автоматизации 134
4.6. Стоимостные показатели оборудования 136
Глава 5. **МикроГЭС** 137
Глава 6. **Водохранилища малых ГЭС и их влияние на экологию** 144
Глава 7. **Современные тенденции в разватии малой гидроэнергетики за рубежом** 150
7.1. Потенциал малой гидроэнергетики за рубежом 151
7.2. Технико-экономические показатели малых ГЭС 153
7.3. Подход к проектированию, строительству и созданию оборудования для малых ГЭС [16, 17] 158
7.3.1. Общие принципы проектирования и строительства 158
7.3.2. Сооружения малых ГЭС 158
7.3.3. Оборудование малых ГЭС 163
Заключение 167
Приложение 1. Малые ГЭС при крупных водохранилищах 169
Приложение 2. Малые ГЭС на перепадах крупных каналов 173
Список литературы 178

ВВЕДЕНИЕ

В 70-е годы во многих странах повысился интерес к освоению возобновляемых энергоресурсов, как нетрадиционных – солнечной, геотермальной, ветровой энергии, так и традиционных, к которым в первую очередь относится гидравлическая энергия рек. Это обусловлено постоянно растущими затратами на добычу минерального топлива и сокращением его запасов, увеличением потребления минерального топлива неэнергетическими отраслями народного хозяйства, ужесточением требований к охране окружающей среды и связанным с ним ограничением возможностей размещения тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанций, особенно в населенных районах.

Высокий уровень освоения той части гидроэнергетических ресурсов, которая может быть использована путем сооружения крупных ГЭС, заставил обратить внимание на так называемую малую гидроэнергетику. К этой области гидроэнергетики, имеющей свои технологические особенности, относятся ГЭС малой мощности, называемые малыми ГЭС. В настоящее время признанных во всем мире единых критериев причисления ГЭС к категории малых не существует. Более того, в некоторых странах эти критерии со временем меняются. Так, в США в различные годы к малым относят ГЭС установленной мощностью до 15, а затем до 25, а в настоящее время до 30 тыс. кВт. Диапазон установленных мощностей, выделяющий ГЭС в категорию малых, в различных странах достаточно широк – от 2 до 30 тыс. кВт.

В СССР в настоящее время предложено считать малыми ГЭС мощностью от 0,1 до 30 тыс. кВт, при этом введено ограничение по диаметру рабочего колеса гидротурбины до 3 м и по мощности одного гидроагрегата до 10 тыс. кВт. ГЭС установленной мощностью менее 0,1 тыс. кВт выделены в категорию микроГЭС.

Имеющийся мировой опыт освоения гидроэнергетических ресурсов малых, средних и части крупных рек малыми ГЭС позволил довольно быстро перейти к их практическому освоению и даже превзойти использование других возобновляемых энергоресурсов.

Изучение доли потенциала гидроэнергетических ресурсов, приходящейся на малые ГЭС, показало, что она довольно значительна. В СССР технический потенциал всех гидроэнергетических ресурсов составляет 2145 млрд. кВт·ч, из которых малыми ГЭС технически

может быть освоено 500 млрд. кВт·ч, т.е. 23%. В некоторых странах по существу весь гидроэнергетический потенциал может быть освоен малыми ГЭС.

Малая гидроэнергетика – область электроэнергетики, переживающая уже третий виток в истории своего развития в нашей стране. Строительство первых малых ГЭС началось еще в прошлом веке, когда их строили для электроснабжения отдельных предприятий или небольших поселков. Число таких ГЭС было невелико. Затем они стали вытесняться мелкими тепловыми электростанциями, возможности повсеместного размещения которых были шире.

Второй этап массового строительства приходится на конец 40-х – начало 50-х гг., когда в СССР, США, Франции, Японии и других странах строились уже тысячи малых ГЭС. После этого – вновь спад, в результате которого практически во всех странах сотни и тысячи малых ГЭС были выведены из эксплуатации и либо законсервированы, либо ликвидированы. Главной причиной спада были значительные успехи в развитии большой электроэнергетики на базе крупных тепловых, гидравлических и атомных электростанций и электросетевого строительства.

И вот в последние годы начался третий этап массового строительства малых ГЭС на качественно новом техническом уровне.

Каждый новый этап характеризуется значительными достижениями в повышении технического уровня малых ГЭС, в преодолении недостатков, связанных с особенностями проектирования, строительства и эксплуатации этих объектов. Так, на втором этапе на смену прежним примитивным гидромеханическим установкам прошлого века пришли столь совершенные гидравлические турбины, что многие из них даже сегодня, по прошествии 50 лет эксплуатации, по существу отвечают современным требованиям по коэффициенту полезного действия (КПД), долговременности и надежности. Факт, который, пожалуй, не имеет аналогов в других областях техники. Однако станции, оборудованные столь совершенными гидроагрегатами, имели ряд недостатков, главными из которых были высокая удельная стоимость строительства, присущая всем мелким энергообъектам по сравнению с крупными, и относительно многочисленный обслуживающий персонал из-за низкого уровня механизации.

На новом, третьем этапе современные достижения в области автоматики и средств управления позволят преодолеть некоторые недостатки – сделать малые ГЭС полностью автоматизированными, однако удельные затраты на их строительство все же будут выше, чем на крупные энергообъекты. Есть основания предполагать, что дальнейшее совершенствование технических решений по основным гидросооружениям и повышение индустриализации строительства позволят и здесь найти приемлемые решения.

Как показывают исследования, в СССР имеются значительные возможности для освоения гидроэнергетических ресурсов примени-

тельно к малой гидроэнергетике. В 40–50-е гг. строительство малых ГЭС в СССР осуществлялось довольно высокими темпами. К 1952 г. в эксплуатации находилось до 7000 малых ГЭС, а темпы их строительства достигали 1500 в год. Был накоплен значительный опыт по их строительству, а также было создано совершенное гидросиловое оборудование.

В конце 60-х и начале 70-х гг. более 90% малых ГЭС было выведено из эксплуатации и часть их законсервирована, но большинство разрушено, в основном мелкие ГЭС мощностью 50–100 кВт, принадлежавшие колхозам и совхозам.

В настоящее время в СССР действует более 300 малых ГЭС общей мощностью около 1300 тыс. кВт. Эти ГЭС различны по конструктивным решениям и техническому уровню – от управляемых вручную до полностью автоматизированных, работающих без дежурного персонала. Некоторые малые ГЭС эксплуатируются более 50 лет, демонстрируя высокую надежность работы оборудования. Малые ГЭС обеспечивают энергоснабжение отдельных потребителей, изолированных от энергосистемы, но большая их часть подключена к местным энергосистемам. Экономический анализ работы эксплуатируемых малых ГЭС показывает, что все они рентабельны. Себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии в большинстве случаев соответствует уровню показателей по тепловым электростанциям.

В последние годы в Гидропроекте имени С.Я. Жука был выполнен комплекс работ по обоснованию целесообразности развертывания нового строительства малых ГЭС в СССР, основных направлений и масштабов этого развития. Разработана долгосрочная программа строительства новых и реконструкции ранее построенных малых ГЭС. Основными направлениями развития малой гидроэнергетики на ближайшие 15–20 лет являются:

техническое перевооружение и реконструкция всех действующих, законсервированных и части списанных ГЭС;

строительство новых малых ГЭС, в первую очередь в районах децентрализованного энергоснабжения в целях сокращения потребления жидкого топлива дизельными электростанциями;

сооружение малых ГЭС в районах централизованного энергоснабжения главным образом путем пристройки к водохранилищам и перепадам на каналах неэнергетического назначения, используемых для различных целей (водообеспечения, орошения и др.)

Реализация каждого из этих направлений имеет свои особенности.

Выполенное Гидропроектом обследование почти 390 малых ГЭС, в том числе 220 действующих и законсервированных и 170 списанных, позволило выявить всю сложность развития малой гидроэнергетики. Отсутствие необходимой технической документации, разнотипность оборудования и многообразие технических решений, требующих индивидуального подхода, осложняют проведение

реконструкции этих станций на основе вновь создаваемого унифицированного оборудования и требуют индивидуальной разработки проектов реконструкции малых ГЭС, особенно списанных, не числящихся на балансе. И все же эти ГЭС остаются наиболее экономически эффективной частью малой гидроэнергетики. Поэтому организация дальнейших обследований, выявление списанных малых ГЭС и создание для них оборудования должны особо контролироваться. Нельзя допустить, чтобы из-за отсутствия оборудования и далее останавливались эффективные малые ГЭС.

Новое строительство малых ГЭС в современных условиях имеет важное значение для районов изолированного энергоснабжения, таких, как Камчатская, Магаданская, Архангельская области, Якутская АССР, Горно-Бадахшанская и Горно-Алтайская автономные области, горные районы Кавказа, Средней Азии и др., где энергоснабжение обеспечивается дизельными электростанциями, расходующими дорогостоящее и дефицитное жидкое минеральное топливо.

В этих районах при недостатке трудовых ресурсов, сезонных перерывах в топливоснабжении сооружение автоматизированных малых ГЭС позволит значительно повысить экономическую эффективность и надежность энергоснабжения, улучшить социальные условия труда и быта людей в сложных климатических условиях, будет способствовать освоению отдаленных районов страны.

Относительно высокая стоимость при существующих технических решениях с учетом повысившихся требований к ограничению изъятия земель и выполнению природоохранительных мероприятий не позволяет в настоящее время говорить о массовом строительстве малых ГЭС с созданием специальных водохранилищ в районах централизованного энергоснабжения. Здесь в перспективе целесообразно сосредоточить внимание на пристройке малых ГЭС к существующим, строящимся и тем, которые будут строиться, перепадам на каналах и водохранилищах различного (неэнергетического) назначения. Отсутствие малых ГЭС при множестве построенных подобных сооружений оборачивается ежегодной потерей сотен миллионов киловатт-часов электроэнергии.

В ССС в настоящее время существует и строится около 2000 водохранилищ емкостью свыше 1 млн.м^3 каждое, при которых могут быть построены малые ГЭС. Уже выявлены возможности использования части такого гидроэнергетического потенциала, что составляет 5,5 млрд.кВт·ч. Кроме того, 5,4 млрд.кВт·ч можно получить на энергетическом использовании перепадов каналов. В сумме эти 10,9 млрд.кВт·ч могут быть получены лишь путем пристройки малых ГЭС к этим объектам. Это равноценно ежегодной экономии топлива, что в пересчете на условное топливо составляет 3,5 млн.т. Освоение этой части гидроэнергетического потенциала имеет свои особенности и требует внимательного рассмотрения в каждом случае.

Имеются также и осложняющие моменты – большая амплитуда колебания уровней воды в верхнем бьефе в связи со сработкой (иногда полной) водохранилищ, трудности при "вписывании" малых ГЭС в существующие сооружения при проектировании и непосредственном строительстве на действующем объекте и т.д. Однако, как показывают детальные проектные проработки, решения могут быть найдены и, как правило, достаточно эффективные.

Реализация программы развития малой гидроэнергетики при всем ее многообразии требует нового подхода к проектированию и строительству малых ГЭС.

Необходимо на основе функционального анализа создать принципиально новые конструктивные решения малых ГЭС, охватывающие весь диапазон условий их работы. Требуется разработать множество унифицированных решений по зданиям ГЭС, водоприемникам, головным сооружениям, деривациям и т.д. для различных напоров (от 2–3 до 300 м) и расходов, а также геологических и климатических условий.

Важнейшим в решении проблемы массового строительства малых ГЭС является создание современного надежного технологического оборудования и средств автоматизации. Основными требованиями к оборудованию являются полная автоматизация ГЭС и комплектная поставка оборудования. Особенно важно снижение стоимости оборудования, так как она порой достигает 30–50% общей стоимости строительства малых ГЭС. Предприятия энергетического машиностроения разрабатывают новые типы гидроагрегатов, а также модифицируют известные ранее типы гидротурбин. Однако исследования показывают, что требуется одновременно и разработка принципиально новых типов гидроагрегатов, особенно в диапазоне низких напоров (до 10 м).

Развертывание работ по проектированию и строительству малых ГЭС требует решения многих организационных вопросов, разработки нормативно-методической базы, подготовки соответствующих инженерно-технических кадров, информации общественности. Для помощи в решении этих вопросов и предназначена настоящая книга.

В гл. 1 дан краткий обзор истории развития малой гидроэнергетики в СССР и за рубежом.

Одной из важных задач в начале нового этапа работ по развитию малой гидроэнергетики составляет оценка потенциала гидроэнергетических ресурсов страны. Во избежание выполнения огромного объема работ по прямому его подсчету авторы сочли целесообразным и достаточно достоверным определить его методом исключения из общих значений запасов гидроэнергетических ресурсов, определенных ранее коллективом под руководством д.т.н. А.А. Вознесенского. Методика и результаты таких подсчетов применительно к теоретическому и техническому потенциалу приведены в гл. 2. В гл. 3 изложены основные принципы и приведены рекомендации по проектированию малых ГЭС. В гл. 4 представлен анализ применявшегося ранее оборудования для малых ГЭС, изложены принципы подбора нового гидросилового, электротехнического и другого оборудования, дано его описание. В гл. 5 рассмотрены конструкции особо малых по мощности гидроагрегатов, микроГЭС известных ранее компоновок, а также рукавных и гирляндных микроГЭС. В гл. 6 описаны особенности формирования водохранилищ малых ГЭС, их эволюции в процессе эксплуатации, а также их влияние на окружающую природную среду.

Важным в развитии малой гидроэнергетики становится международное сотрудничество. В гл. 7 приведен анализ современного зарубежного опыта проектирования, строительства и создания оборудования для малых ГЭС.

Книга подготовлена к изданию авторским коллективом по результатам многолетних работ под общим руководством к.т.н. Л.П. Михайлова, выполненных в институте "Гидропроект" им. С.Я. Жука.

Главы 1–3 (кроме § 3.6) написаны Т.К. Маркановой, И.А. Полинковским, Б.Н. Фельдманом, § 3.6 – к.т.н. Б.Л. Бабуриным, гл. 4 – В.А. Линючевым, гл. 5, 6 – Б.Н. Фельдманом при участии В.А. Линючева. Общая редакция книги и введение – к.т.н. Л.П. Михайлова.

Авторы выражают благодарность Л.Н. Торопову за ценные замечания и рекомендации, сделанные при рецензировании рукописи, а также ст.н.с., к.т.н. Е.М. Натариусу за редактирование, способствовавшее улучшению книги.

В связи с многолетним перерывом в проектировании малых ГЭС и недостаточностью современных проработок по конкретным малым ГЭС книга не претендует на полноту изложения всех вопросов, охватывающих их проектирование, строительство и эксплуатацию.

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

Канд. техн. наук Л.П. Михайлов

Глава 1

ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В СССР

1.1. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В СССР

После Великой Октябрьской социалистической революции народу досталась в наследство страна с экономически разрушенным хозяйством.

В первые же годы Советской власти особое внимание было уделено укреплению энергетической базы страны, способствующей развитию всех отраслей народного хозяйства. Важная роль в этом отводилась гидроэлектростанциям (ГЭС), вырабатывающим электроэнергию независимо от добычи топлива и решения сложных транспортных проблем того времени.

К 1917 г. мощность всех 78 ГЭС России составляла около 16 тыс. кВт (из них только 2 имели мощность более 1 тыс. кВт – Алавердинская, 1,1 тыс.кВт, на р.Дебед и Гиндукушская, 1,3 тыс.кВт, на р. Мургаб [26]). Кроме того, в стране насчитывалось до 2 тыс. мелких гидротурбинных установок общей мощностью около 90 тыс.кВт, работавших на механические приводы, и около 40 тыс. мельниц с водяными колесами со средней мощностью около 10 л.с. каждая.

В апреле 1918 г. В.И. Ленин указывал, что необходимо обратить особое внимание "... на электрификацию промышленности и транспорта и применение электричества к земледелию ... Водяные силы вообще и в применении к земледелию ..." [1].

Развитие малой гидроэнергетики неразрывно связано с определенными периодами становления экономики страны. Первые "лампочки Ильича" зажглись на малых ГЭС. За 1919 г. было построено и введено в эксплуатацию 47 мелких ГЭС[1] общей мощностью 1,6 тыс.кВт. Одной из первых на селе была пущена Ярополецкая ГЭС мощностью 48 кВт в составе каскада из пяти ГЭС на р. Ламе в Подмосковье [26].

Первый в мире научно обоснованный народнохозяйственный план развития экономики страны на базе развития электрификации, утвержденный 29 декабря 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов (план ГОЭЛРО), предусматривал сооружение в течение 10–15 лет 30 районных электростанций общей мощностью 1750 тыс.кВт, в том числе 10 ГЭС общей мощностью 640 тыс.кВт. Среди них Волховская мощностью 30 тыс.кВт, Нижнесвирская мощностью 40 тыс.кВт,

[1] Здесь и далее мелкие, сельские, межколхозные, районные ГЭС в настоящее время отнесены к категории малых и микроГЭС (см. гл. 2, 5).

Верхнесвирская мощностью 60 тыс.кВт и Днепровская мощностью 200 МВт и ряд других в различных районах страны. Решение вопросов электрификации сельского хозяйства предусматривалось на основе широкого использования местных энергоресурсов, в частности гидроэнергии малых рек. План ГОЭЛРО рассматривал малые реки как основную базу электрификации сельского хозяйства: "... На громадных равнинных территориях европейской части страны и Сибири возможно широкое использование водной энергии для нужд мелких установок мощностью, не превышающей 1–2 тыс. л.с., а в большинстве случаев – ограничивающейся сотнями и даже десятками л.с.", при этом "... многие работы (по устройству плотин, каналов, зданий станций) могут быть выполнены самим населением в такое время, когда сельское хозяйство не требует большого числа рабочих рук" [24].

Для развития малой гидроэнергетики характерны два качественно различных этапа: освоение энергии малых водотоков гидростанциями мощностью в несколько десятков киловатт (1919–1945 гг.), строительство сельских межколхозных и государственных ГЭС укрупненной мощности (от 1 до 10 тыс.кВт), работающих в местных энергосистемах (1945–1969 гг.).

Вступающие в строй мелкие ГЭС привлекали в те годы всеобщее внимание и были первыми шагами на пути электрификации советской деревни. На IX Всероссийском съезде Советов В.И. Ленин говорил о значении первых сельских ГЭС: "Немаловажную роль сыграло распространение мелких станций в деревне ... Этими мелкими станциями были созданы в деревне центры современной новой крупной промышленности" [2].

Партия и правительство рассматривали строительство малых ГЭС на селе как средство укрепления энергетической базы сельского хозяйства. К началу первой пятилетки (1928 г.) энергетическая база сельского хозяйства полностью состояла из местных станций, среди которых доля выработки электроэнергии на малых ГЭС составляла около 26%. С увеличением потребности в электроэнергии в Наркомате земледелия в 1930 г. была создана организация Главсельэлектро, руководившая развитием сельскохозяйственной электрификации.

В 1934 г. XVII съезд ВКП(б) наметил "... продолжить линию на более широкое использование для электроснабжения местных видов топлива ..., и особенно гидроэнергии" [26]. В июле 1934 г. постановление Совета Труда и Обороны о развитии и упорядочении строительства малых ГЭС положило начало научному подходу к определению гидроэнергетических ресурсов малых рек. В июле 1939 г. принято постановление экономического совета при СНК СССР "О мерах по дальнейшему росту строительства малых ГЭС" [4]. Однако темпы строительства отставали от роста потребностей сельского хозяйства в электроэнергии. Всего за период до 1941 г. было построено около 950 малых ГЭС суммарной мощностью около 32 тыс.кВт (при средней мощности ГЭС 35 кВт).

Для строительства малых ГЭС в сельской местности использовались местные ресурсы, часто в ущерб качеству: не хватало цемента, стали, квалифицированной рабочей силы. ГЭС порой возводились по недостаточно разработанным проектам с низким качеством строительно-монтажных работ, оснащались некомплектным оборудованием, нередко переоценивались энергетические возможности водотоков. Специальные заводы по производству оборудования для малых ГЭС отсутствовали. Оборудование изготавливалось местными заводами в порядке шефства. Многие малые ГЭС, построенные за годы войны, были оснащены оборудованием, изготовленным на месте силами хозяйств, – водяными деревянными турбинами (проф. Д.Я. Соколова), турбинами из автодеталей (проф. И.М. Щапова и И.В. Котенева). ГЭС сооружались силами колхозов и являлись их собственностью. Из-за отсутствия квалифицированных кадров уровень их эксплуатации был невысок.

Большинству малых ГЭС были присущи недостаточное использование стока рек в средней полосе страны (одиночные ГЭС работали при показателе использования внепаводкового стока, равном 0,3–0,4, и при коэффициенте обеспеченности потребителей по электроэнергии, равном 0,6–0,7), полная остановка ГЭС в период паводков из-за выравнивания уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, неустойчивые режимы работы с резкими изменениями напряжения и частоты тока при колебаниях нагрузок.

Эти недостатки ограничивали использование малых ГЭС в основных процессах сельскохозяйственного производства.

Все это позволяет рассматривать первый этап развития малой гидроэнергетики – освоение малых водотоков мелкими ГЭС мощностью в несколько десятков киловатт – как временное, вспомогательное средство в электрификации страны.

В послевоенные годы роль малых ГЭС возросла. Для восстановления разрушенного хозяйства на селе развернулось строительство малых ГЭС. Только за 1945 г. была построена 641 малая ГЭС общей мощностью 18 тыс.кВт. В "Законе о пятилетнем плане развития народного хозяйства на 1946–1950 гг." намечалось "обеспечить массовое строительство в сельской местности небольших ГЭС" [4]. К 1950 г. на селе действовало уже около 6 тыс. малых ГЭС суммарной мощностью 243 тыс.кВт (при средней мощности ГЭС 40 кВт). Спустя два года (1952 г.) насчитывалось их максимальное число – 6614 малых ГЭС суммарной мощностью 322 тыс.кВт, которые вырабатывали 24% потребляемой сельским хозяйством электроэнергии. Это определилось, главным образом, напряженностью общего энергобаланса в экономически развитых районах страны. Удельный вес ГЭС в суммарной мощности электростанций, обслуживающих сельское хозяйство, составлял в 1950 г. 78%, в том числе малых ГЭС 39% [20].

Однако началом качественно нового этапа развития малой гидроэнергетики явилось строительство межколхозных ГЭС повышенной мощности, как более экономичных и надежных в работе по

сравнению с менее мощными. Необходимость этого была определена в постановлении Совета Министров СССР "О плане развития сельской электрификации на 1948–1950 гг." [4]. В этот период расширилось строительство более крупных сельских ГЭС общего пользования, находящихся в ведении Сельэлектро, а также межколхозных ГЭС, позволяющих обеспечить электроэнергией колхозы и совхозы целого района, например в Рязанской области Рассыпухинская ГЭС мощностью 2 тыс.кВт, в Узбекской ССР Кудашская ГЭС мощностью 5 тыс.кВт, в Ставропольском крае Новотроицкая ГЭС мощностью 3,9 тыс.кВт и др. В 1951–1953 гг. было построено 111 сельских ГЭС общего пользования средней мощностью 440 кВт и 116 межколхозных ГЭС средней мощностью 300 кВт каждая [6].

После отмены в 1954 г. ограничений по электрификации сельскохозяйственных районов и их подключения к государственным энергосистемам многие малые колхозные ГЭС были выведены из эксплуатации и демонтированы. Некоторые из них сами выходили из строя, так как выполнялись по слабым проектам, необходимые изыскания не проводились, вводились в эксплуатацию с большими недоделками и при плохом качестве работ. Например, в Белоруссии на Белыничской ГЭС при расчетном расходе 8 $м^3/с$ потери на фильтрацию составляли 1,8 $м^3/с$, что приводило к потере 30% выработки электроэнергии. Другие малые ГЭС работали с перебоями из-за плохого обеспечения запасными частями и малоквалифицированного обслуживающего персонала. Одновременно продолжалось строительство более крупных сельских ГЭС: в Ставропольском крае Орловская мощностью 2,4 тыс.кВт, в Винницкой области Чернятинская мощностью 1,4 тыс.кВт, в Грузинской ССР ГЭС "Москва" и др.

В начале 50-х годов задача электрификации сельского хозяйства решалась рациональным сочетанием централизованного и местного энергоснабжения. Основным направлением сельской электрификации явилось строительство местных энергосистем, в состав которых входили малые ГЭС укрупненной мощности и дизельные электростанции. При работе малой ГЭС в местную энергосистему такие недостатки, как полная остановка в паводок, неустойчивость режимов работы, уже не имели особого значения. Малые ГЭС выполняли в местной энергосистеме функции суточного, а иногда и недельного регулирования. На малых ГЭС часто располагался оперативный резерв местной энергосистемы, кроме того, они использовались для регулирования частоты.

Создание местных энергосистем позволяло сочетать надежность энергоснабжения с более высокой степенью использования энергии речного стока, значительного снижения себестоимости энергии и т.д. Созданная в 1953 г. первая в стране Корсунь-Шевченковская местная энергосистема объединяла Юрковскую паротурбинную станцию мощностью 2 тыс.кВт и несколько ГЭС мощностью, тыс.кВт:

Корсунь-Шевченковская	1,65
Стебловская	2,8
Дыбненская	0,56

За 1953–1957 гг. выработка электроэнергии этими станциями за счет объединения в энергосистему увеличилась в 1,7 раза, обслуживающий персонал сократился на 30%, себестоимость энергии снизилась на 21%.

Для многих местных энергосистем источником регулирующей мощности являлись не дизельные электростанции, а ГЭС с водохранилищами сезонного регулирования (Оханская в Пермской области) или государственная энергосистема (Гатчинская в Ленинградской области).

Развитию малой гидроэнергетики в послевоенные годы содействовали научно-исследовательские, проектно-конструкторские и учебные институты. В 1945 г. Всесоюзным институтом гидромашин (ВИГМ) были проведены исследования и разработана номенклатура гидротурбин для малых ГЭС. "Уралгидромаш" (г. Сысерть) и Щелковский (в Подмосковье) заводы начали освоение производства оборудования для малых ГЭС. Энергетическим институтом им. Г.М. Кржижановского проводились исследования по созданию местных энергосистем.

В 1948–1950 гг. Главное управление сельской электрификации разработало "Схему использования местных энергоресурсов для сельской электрификации", которая содержала данные о наличии гидроэнергоресурсов местного значения и возможности их освоения.

В этот период было создано специальное подразделение по проектированию малых ГЭС – институт "Гипросельэлектро" (в настоящее время институт "Сельэнергопроект") с филиалами в различных союзных республиках.

В 1954–1955 гг. институт "Гипросельэлектро" разработал (в 1956 г. уточнил) "Принципиальную схему снабжения электроэнергией сельского хозяйства СССР на 10–15 лет". В ней была обоснована необходимость централизованного энергоснабжения и использования местных энергоресурсов (строительство межрайонных ГЭС и тепловых электростанций с долевым участием колхозов и совхозов) для электрификации сельскохозяйственных районов, не охваченных крупными энергосистемами.

Исследованиями в области малой гидроэнергетики занимались в 50-е годы многие авторы. Вопросам энергетического и комплексного использования малых рек посвящены работы Л.С. Хилобоченко, М.И. Ласинскаса, А.И. Тюльпанова, Л.А. Чилингаряна, М.Г. Красника и др., обоснования и выбора основных параметров малых ГЭС – работы С.А. Стрелковского, Е.Л. Щаца, В.В. Семенова и др., улучшения технико-экономических показателей малых ГЭС – работы Д.Ф. Жукова, В.В. Скугарева, Ф.Т. Марковского и др., работы малых ГЭС в составе местных энергосистем – А.Г. Захарина, И.А. Караулова, В.Л. Кашакашвили, В.И. Вейца, П.Я. Пирхавки и др., эксплуатации малых ГЭС – Я.И. Флексера, В.М. Потапова и др., условий работы малых гидротурбин – Н.М. Щапова, А.В. Квятковского, Д.Я. Соколова и др.

Однако, несмотря на расширение исследований, стоимость строительства большинства малых ГЭС и себестоимость производимой ими электроэнергии оставались относительно высокими. Основными причинами были большие затраты на содержание обслуживающего персонала, отсутствие серийного производства оборудования, низкая степень автоматизации режимов работы. Копирование опыта проектирования и строительства крупных ГЭС приводило к растягиванию сроков проектирования и строительства малых ГЭС, необоснованному усложнению конструкций.

По мере развития централизованного энергоснабжения строительство малых ГЭС в стране сокращалось. Часть малых ГЭС была заброшена из-за высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии и трудностей эксплуатации. Более совершенные ГЭС были подключены к крупным энергосистемам, многие были автоматизированы. Значительная их часть действует и в настоящее время, вырабатывая электроэнергию по себестоимости, близкой к себестоимости электроэнергии крупных ГЭС. Это свидетельство тому, что нет преград для создания экономичных малых ГЭС. Динамику ввода малых ГЭС можно проследить по табл. 1.1, составленной по данным ЦСУ СССР.

Развитие малой гидроэнергетики было связано не только с электрификацией сельского хозяйства. Согласно плану ГОЭЛРО большое значение наряду со строительством крупных для того времени энергообъектов (Волховской ГЭС, Днепровской ГЭС и др.) придавалось строительству небольших по мощности ГЭС (от 2–5 до 30 тыс.кВт) в экономически отсталых национальных районах, не имеющих своих топливных баз. В первые довоенные пятилетки были построены такие ГЭС, как:

	Мощность, тыс.кВт
Ленинаканская	5,28
Гизельдонская	22,94
Дзорагетская	25,12
Земо-Авчальская	12,8
Боз-Суйская	4

Большинство малых ГЭС в системе Минэнерго СССР было построено во время Великой Отечественной войны в Средней Азии и на Урале для снабжения электроэнергией эвакуированных предприятий. Строительство ГЭС велось скоростными темпами, использовалось эвакуированное оборудование, например в Средней Азии Саларская ГЭС мощностью 10,8 тыс.кВт была построена за 14 мес. В этот период были построены такие ГЭС, как:

	Мощность, тыс.кВт
Аккавак-II	9
Актепинская	15
Кибрайская	11,2
Лебединовская	8,4

Таблица 1.1. **Динамика ввода в эксплуатацию малых ГЭС (данные ЦСУ СССР)**

Год	Потребление электроэнергии сельским хозяйством, млн.кВт·ч	Число ГЭС	Мощность общая, тыс.кВт	Мощность средняя, кВт	Производство элекроэнергии млн. кВт·ч	Производство элекроэнергии % потребления	Число часов использования установленной мощности в год, ч
1919	...	47	1,6	34	...	...	...
1924	13,2	135	3	22	...	...	...
1928	35	190	7,5	39	9	26	230
1932	86	207	8	38	...	...	...
1937	380	520	22	42	...	...	...
1940	542	943	31,6	33,5	48,8	9	1544
1945	375	1093	48,9	44,7	68,2	18	1395
1950	1300	6073	243	40	305,8	23,5	1431
1952	2000	6614	332,3	50,2	466,1	23,3	1481
1954	3000	6571	397,7	60	567	19	1430
1955	4000	5818	410,4	70,5	586,3	17	1699
1956	4840	5679	427,9	75	786	15,5	1840
1957	5800	5615	443,1	79	805	14	1860
1958	6907	4765	446,5	94	922	13	2060
1959	8442	4062	481,6	106	1025	11	2138
1960	9970	3544	410,6	115,9	920	9,5	2240
1961	11 928	2939	410	136	998	8,5	2430
1962	14 080	2655	384,6	145	901	7	2500
1963	16 130	1928	162,3	84	247	1,5	1520
1970	38 552	360	64,7	179,7	112,2	0,29	1750
1980	110 884	70	10,1	143	11,1	0,01	1050
1985	145 665	...	...	...	...	0,011	...

Таблица 1.2. **Динамика ввода малых ГЭС Минэнерго СССР**

Год	Число ГЭС	Общая мощность, тыс.кВт	Год	Число ГЭС	Общая мощность, тыс.кВт
1920	2	2,05	1960	177	965,5
1930	11	65	1970	398	1267,8
1940	22	184,1	1975	305	1250,8
1950	41	358	1980	250	1236,7
1955	62	705	1985	243	1250,3

Большинство из них действует до сих пор. Динамика ввода малых ГЭС Минэнерго СССР показана в табл. 1.2.

Однако в последние 20 лет строительство малых ГЭС и производство оборудования для них в стране прекратились.

1.2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В СССР

В настоящее время более 90% ранее построенных в нашей стране малых ГЭС списано. В основном списаны мелкие ГЭС мощностью 50–100 кВт, принадлежавшие колхозам и совхозам. Списывались также и более мощные ГЭС.

По состоянию на 1.1.88 г. в системе Минэнерго находятся в эксплуатации 243 малых ГЭС единичной мощностью менее 30 тыс.кВт при суммарной мощности 1250,3 тыс.кВт., из числа которых 185 малых ГЭС суммарной мощностью 411 тыс.кВт имеют единичную мощность менее 10 тыс.кВт. Малые ГЭС числятся на балансе и в других министерствах и ведомствах (Минводхоз СССР, Минречфлот РСФСР, Минцветмет и др.).

В 1984–1987 гг. Минэнерго СССР проводило обследование 387 малых ГЭС разных ведомств, в том числе 219 действующих и законсервированных и 168 списанных.

Каждая станция обследовалась по 126 параметрам, включая данные по оборудованию (основному и вспомогательному), сооружениям, технико-экономическим показателям. Оценка обследованных малых ГЭС по техническому состоянию приведена в табл. 1.3.–1.5.

Таблица 1.3. **Оценка технического состояния малых ГЭС**

Техническое состояние	Число ГЭС всего	Число ГЭС действующих и законсервированных	Число ГЭС списанных
Удовлетворительное, пригодны для дальнейшей эксплуатации	58	58	–
Неудовлетворительное, пригодны для дальнейшей эксплуатации только после реконструкции и технического перевооружения:			
оборудования	168	98	70
гидротехнических сооружений	7	7	–
оборудования и гидротехнических сооружений	89	46	43
Не пригодны для эксплуатации	65	10*	55
Итого	387	219	168

*Подлежат ликвидации в связи с затоплением территории или изменением технической схемы каскада.

Таблица 1.4. **Степень автоматизации малых ГЭС**

Степень автоматизации	Число ГЭС		
	всего	Минэнерго СССР	прочих ведомств
Полностью автоматизированные (без дежурного персонала)	18	15	3
Полуавтоматизированные (при наличии дежурного персонала)	288	204	24
Нет сведений*	141	131	10
Итого	387	350	37

*Приведены данные по списанным малым ГЭС.

Таблица 1.5. **Связь с энергосистемой малых ГЭС**

Напряжение, кВ	Число ГЭС		
	всего	работающих параллельно с энергосистемой	работающих изолированно от энергосистемы
0,4 и ниже	3	– / –	3/...
6,3	36	36/ –	– / –
10	86	63/14	5/4
35	66	65/1	– / –
110	16	16/ –	– / –
Нет сведений	180	151/13	11/5
Итого	387	331/28	19/9

Примечание. В числителе – число малых ГЭС в системе Минэнерго СССР, в знаменателе – в системе прочих ведомств.

Расчеты эффективности дальнейшей эксплуатации малых ГЭС на основе сопоставления ежегодных суммарных издержек по ГЭС с суммарными издержками по альтернативному источнику электроэнергии показывают, что практически все обследованные действующие малые ГЭС являются рентабельными и должны быть сохранены в эксплуатации, а законсервированные малые ГЭС – расконсервированы.

На большей части обследованных малых ГЭС из числа действующих и законсервированных затраты на 1 кВт мощности составляют от 400 до 1500 руб (в пересчете на современный уровень цен). С ростом мощности ГЭС удельные затраты снижаются: их наибольшее снижение наблюдается при увеличении мощности от 100 до 1000 кВт, последующее ее увеличение существенно не снижает

затрат. Однако значительная часть удельных затрат зависит также и от используемого напора ГЭС, площади зеркала водохранилища и других факторов.

Средние удельные затраты по обследованным малым ГЭС составляют около 700 и 500 руб/кВт для ГЭС, расположенных в европейской и азиатской частях СССР соответственно. Средние ежегодные издержки по эксплуатации составляют около 15 и 13 руб/кВт соответственно. Среднее отношение ежегодных издержек по эксплуатации стоимости основных фондов 3,2 и 3,7% соответственно. Такие высокие издержки объясняются многочисленностью персонала на ГЭС, неудовлетворительным техническим состоянием оборудования и большим удельным весом стоимости оборудования в основных фондах.

Себестоимость производства электроэнергии на 219 обследованных малых ГЭС изменяется в следующих пределах:

Себестоимость электроэнергии коп/(кВт·ч)	0,1–0,5	0,51–1	1,1–1,5	1,6–2	2,1–3	3,1–4	> 4	...
Число ГЭС	58	54	22	7	4	7	4	63

На 141 малой ГЭС себестоимость производства электроэнергии составляет 0,1–2 коп/(кВт·ч), а число малых ГЭС, имеющих себестоимость более 1,5 коп/(кВт·ч), невелико. Следовательно, средняя себестоимость составляет примерно 0,5 коп/(кВт·ч).

Часть малых ГЭС, имеющих высокую себестоимость производства электроэнергии, входит в состав комплексных гидроузлов, по которым все затраты отнесены на гидроэнергетику. Низкая себестоимость относится к сооружениям транзитных ступеней каскадов ГЭС с большим числом часов использования установленной мощности.

Штатные коэффициенты ГЭС варьируются в широком диапазоне от 0 чел/МВт для полностью автоматизированных малых ГЭС до 22 чел/МВт для неавтоматизированных – и в среднем составляют около 4 человек на 1 тыс.кВт установленной мощности ГЭС.

Структура эксплуатационных затрат на обследованных малых ГЭС приведена в табл. 1.6.

На обследованных действующих, законсервированных и списанных малых ГЭС установлено оборудование как отечественного производства, так и импортное (до 30%) (табл. 1.7).

Основные типы компоновки агрегатных блоков существующих малых ГЭС следующие:

1) с поворотно-лопастными или пропеллерными гидротурбинами в вертикальном исполнении, установленными в спиральной или прямоугольной камерах, с конической или прямоосной отсасывающей трубой, рассчитанные на напоры до 20 м, мощностью от 0,06 до 7,5 МВт;

2) с вертикальными радиально-осевыми гидротурбинами, установленными в металлической спиральной камере, с изогнутой отсасы-

Таблица 1.6. **Структура эксплуатационных затрат, %**

Мощность ГЭС, тыс.кВт	Амортизационные отчисления	Заработная плата	Прочие
До 0,5	33	57	10
0,5–1,0	36	53	11
1,1–2,5	43	44	13
2,6–5,0	52	33	15
5–10	58	26	16
10–20	62	21	17
20–30	64	19	17

Таблица 1.7. **Вид установленных гидротурбин на обследованных малых ГЭС**

ГЭС	Радиально-осевые (РО)	Осевые		Ковшовые	Всего
		Поворотно-лопастные (ПЛ)	Пропеллерные (ПР)		
Минэнерго СССР	130/36	36/15	38/7	14/7	218/65
Другие ведомства	6/2	2/...	9/1	... / ...	17/3
Итого	136/38	38/15	47/8	14/7	235/68

Примечание. В числителе – всего, в знаменателе – в том числе импортные.

вающей трубой, рассчитанные на напоры от 20 до 150 м, мощностью от 0,9 до 10 МВт;

3) с горизонтальными радиально-осевыми гидротурбинами, установленными в металлической спиральной камере, с изогнутой металлической отсасывающей трубой, рассчитанные на напоры от 20 до 150 м, мощностью от 0,2 до 1,6 МВт;

4) с горизонтальными радиально-осевыми гидротурбинами с кожуховым фронтальным подводом воды к рабочему колесу, рассчитанными на напоры от 4 до 55 м;

5) с ковшовыми гидротурбинами, рассчитанными на напоры от 110 до 560 м.

Обследование действующих малых ГЭС показало, что 50% из них эксплуатируются более 30 лет, 8% – более 50 лет. Из-за длительного срока службы оборудование устарело и изношено. Для поддержания его в рабочем состоянии требуется проведение капитального ремонта и технического перевооружения. Причем на 60 малых ГЭС замена оборудования должна быть проведена в ближайшие годы, иначе они могут выйти из строя.

Таблица 1.8. **Основные параметры обследованных списанных малых ГЭС**

Напор, м	Число ГЭС мощностью, МВт		
	0,1–1,0	1,0–10,0	Всего
>20	138	10	148
20–75	18	1	19
>75	...	1	1
Итого	156	12	168

Техническое перевооружение малых ГЭС должно преимущественно осуществляться на основе замены прежнего оборудования на вновь создаваемое унифицированное. Такая замена возможна с минимальными переделками строительной части существующих малых ГЭС и сохранением вертикальной или горизонтальной компоновки оборудования. Для некоторых станций потребуется изготовление индивидуального оборудования. Целесообразна замена малоэкономичных гидротурбин с кожуховым фронтальным подводом воды новым типом оборудования, например горизонтальной трубной турбиной с S-образной отсасывающей трубой.

По предварительной оценке Гидропроекта (на 1.01.1987 г.) затраты на техническое перевооружение действующих и законсервированных малых ГЭС составят в среднем около 150 руб/кВт[1].

Ниже приведены данные по 168 списанным малым ГЭС (табл. 1.8), которые находятся в различном состоянии: от хорошо сохранившихся объектов до полностью разрушенных. Часть списанных малых ГЭС может быть восстановлена. Затраты на их восстановление по предварительным расчетам в среднем составят 500 руб/кВт.

Из 168 рассмотренных списанных малых ГЭС напорный фронт сохранился лишь на 113 объектах. Сооружения на 25 малых ГЭС находятся в удовлетворительном состоянии и требуют небольшого ремонта (рис. 1.1), на 45 они требуют капитального ремонта (рис. 1.2), на 43 необходимо частичное восстановление их (рис. 1.3), а на 55 сооружения разрушены и восстановление их равнозначно новому строительству (рис. 1.4).

Всего из рассмотренных списанных ГЭС сохранились и могут быть восстановлены 144. Вводу их в эксплуатацию следует уделить особое внимание.

Изучение ранее построенных малых ГЭС показывает, что возможны реконструкция и восстановление части из них, причем затраты будут существенно меньше, чем на новое строительство. С помощью заинтересованных местных организаций и при хорошо организован-

[1] В связи с переходом на новые условия хозяйствования возможно существенное изменение стоимости оборудования.

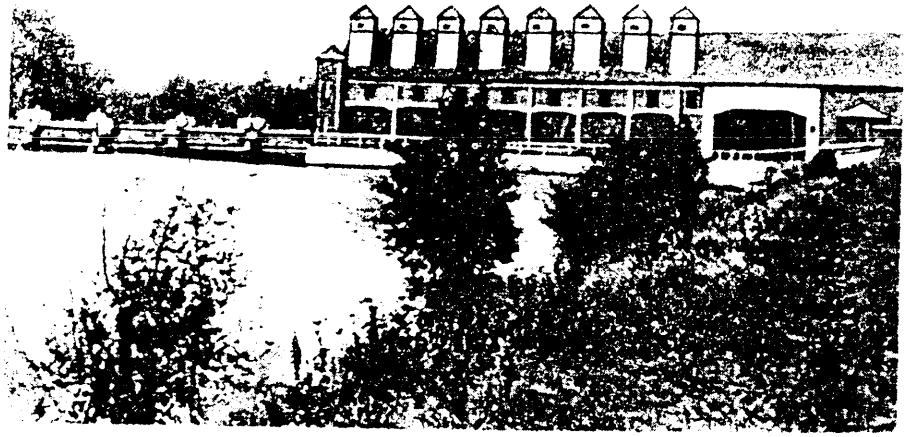


Рис. 1.1. Каскад Правдинских ГЭС на р. Лаве. Вид на здание ГЭС-3 и водосливную плотину

Рис. 1.2. Пролетарская ГЭС на р. Маныч. Вид со стороны нижнего бьефа

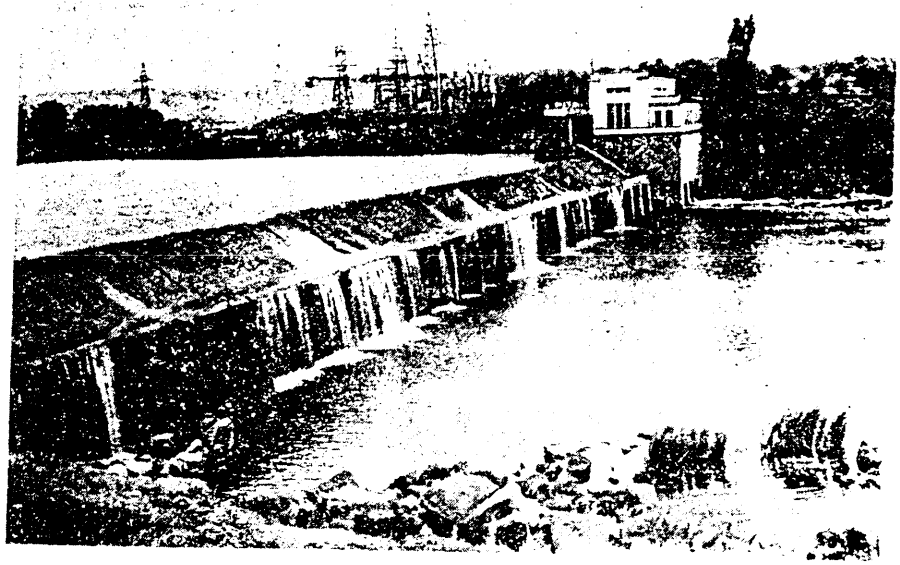


Рис. 1.3. Терновская ГЭС на р. Синюхе. Вид на водослив и здание ГЭС

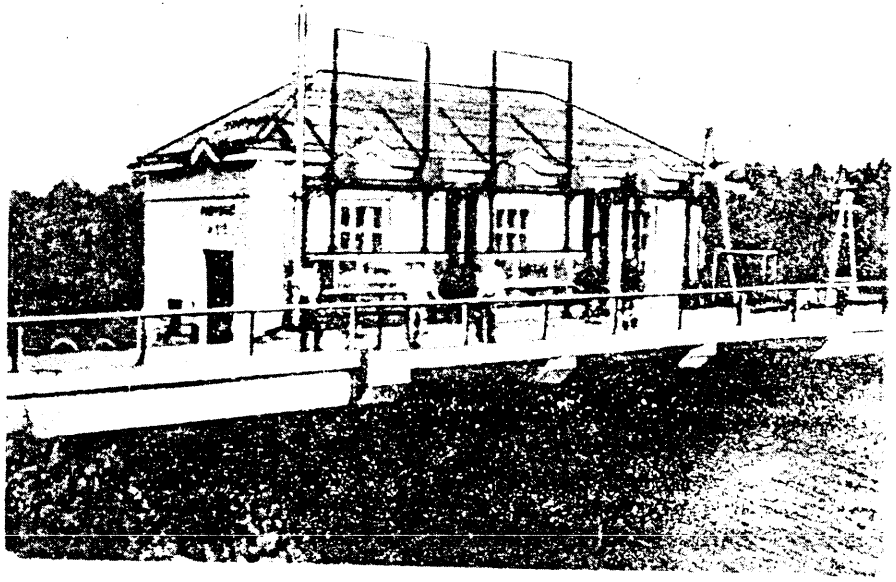


Рис. 1.4. ГЭС Падиснис на р. Дисна. Вид со стороны верхнего бьефа

ной работе могут быть выявлены и другие подлежащие восстановлению малые ГЭС, и это одно из первоочередных направлений работы по дальнейшему развитию малой гидроэнергетики в стране.

Глава 2

ПОТЕНЦИАЛ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

2.1. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ СССР

Гидроэнергетические ресурсы являются одним из наиболее изученных, постоянно возобновляемых источников энергии. На территории СССР сосредоточено 12% мировых запасов гидроэнергии (табл. 2.1).

Различают три категории гидроэнергетического потенциала:

теоретический (валовой) гидроэнергетический потенциал – полная теоретическая сумма энергии только речного стока;

технический гидроэнергетический потенциал – часть теоретического гидроэнергетического потенциала речного стока, которая технически может быть использована или уже используется; технический потенциал достаточно постоянен и может изменяться лишь в зависимости от существенных изменений способов производства электроэнергии на ГЭС;

экономический гидроэнергетический потенциал – часть технического гидроэнергетического потенциала, использование которой является экономически эффективным. Эта категория и представляет наибольший интерес для оценки возможностей гидроэнергетического строительства. Экономический гидроэнергетический потенциал изменяется во времени, и использование его в различных районах страны зависит от энергетических и экономических условий района. Основными влияющими факторами являются степень изученности гидроэнергоресурсов района, технический прогресс в проектировании и строительстве энергетических объектов, изменение технико-экономических показателей альтернативных электростанций, уровень развития экономики района, а также изменение уровня и режима электропотребления, структура всех мощностей в балансе энергетической системы района, оценка влияния гидроэнергетического строительства на окружающую природную среду, комплексный характер использования водных ресурсов, измерение хозяйственного освоения речных долин.

Таблица 2.1. **Потенциальные запасы гидроэнергии (теоретический потенциал) речного стока**

Континент или страна	Теоретический потенциал, млрд.кВт·ч	Процент мировых запасов, %
Земной шар	34 921	100
В том числе:		
Азия (без СССР)	9620	27,5
Южная Америка	6810	19,5
Африка	5650	16,2
Северная Америка	5620	16,1
СССР	3942	11,3
Европа (без СССР)	2570	7,4
Австралия с Океанией	709	2

Наиболее полная оценка гидроэнергетических ресурсов страны была осуществлена в 1947–1951 гг. в институте "Гидроэнергопроект" авторским коллективом (А.А. Бесчинский, М.А. Богомольный, П.И. Василенко, В.И. Воздвиженский, И.А. Терман при участии В.П. Лясковского) во главе с А.Н. Вознесенским. Были подсчитаны теоретические потентциалы речного и поверхностного стоков. При этом теоретический потенциал речного стока определялся как сумма потенциалов всех без исключения рек независимо от технических и экономических возможностей их освоения, т.е. по всей длине водотока методом линейного учета. Конкретными подсчетами было охвачено 1477 рек, в основном крупных и средных. В гидрографически слабо изученных районах гидроэнергетические ресурсы были подсчитаны методом обобщенного учета. Была дана также оценка технического гидроэнергетического потенциала речного стока, характеризующего технически возможные к использованию гидроэнергоресурсы.

Работа Гидроэнергопроекта в 1947–1961 гг. дала полную сводку и характеристику гидроэнергетических ресурсов СССР. Ее результаты были представлены на V Мировой энергетической конференции в Вене в 1956 г.

В последующее десятилетие был накоплен материал, содержащий более обоснованные исходные данные для подсчета гидроэнергетических ресурсов (составлялись новые схемы использования водотоков и отдельных участков, уточнялись прежние представления об их гидроэнергетических ресурсах, определялись гидрологические и топографические характеристики по рекам, выполнялись кадастровые подсчеты по отдельным республикам и т.д.). Поэтому в 1958–1961 гг. Гидроэнергопроектом была проведена работа по уточнению кадастровых подсчетов 1951 г.

Эта работа внесла относительно небольшие изменения в итоговые показатели гидроэнергетических ресурсов СССР, несмотря на значительное увеличение числа учтенных в подсчетах рек (более чем втрое).

В 1967 г. коллективом авторов под руководством А.Н. Вознесенского были всесторонне рассмотрены гидроэнергетические ресурсы СССР по наиболее полной системе показателей, подведен итог всем

проводившимся ранее подсчетам и исследованиям по гидроэнергетическим ресурсам СССР и выполнен их пересчет [39].

Большое внимание в этой работе было обращено на малоизученные районы страны, по которым ранее не было достаточных исходных данных (на 1951 г.), а также на районы, для которых были выявлены новые данные, значительно отличающиеся от старых. Поэтому сплошной пересчет гидроэнергетических ресурсов по методике 1951 г. в основном был проведен по Сибири, Дальнему Востоку и по значительной части Средней Азии. По европейской части СССР новые пересчеты были выполнены только по отдельным районам, так как здесь по большинству рек подсчеты 1951 г. основывались на достаточно надежных исходных данных. Однако, несмотря на широкий охват речной сети, а также большую достоверность исходных данных, полученные результаты подсчета гидроэнергетических

Таблица 2.2. **Гидроэнергетические ресурсы СССР**

Экономический район	Теоретический потенциал, млрд. кВт·ч	Технический потенциал, млрд. кВт·ч	Экономический потенциал	
			млрд. кВт·ч	доля теоретического потенциала, %
Европейская часть СССР	755,4	355	231,8	30,7
В том числе:				
Северный и Северо-Западный	116,6	55	43	36,7
Прибалтийский	14	7,4	6,2	44,3
Белорусский	7,6	3,1	0,9	11,8
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	44,7	21,5	17	38
Молдавский	2,1	1,2	0,7	33,3
Центральный и Центрально-Черноземный	19,5	8,4	6	30,8
Волго-Вятский	15,7	8,9	7	44,6
Поволжский	72,6	47,3	41	56,5
Северо-Кавказский	127	53,4	25	19,7
Закавказский	224,7	92,5	45	20
Уральский	110,9	56,3	40	36,1
Азиатская часть СССР	3075,6	1751,2	863	28,1
В том числе:				
Казахстанский	198,6	61,9	27	13,6
Среднеазиатский	554,5	248,7	146	26,3
Западно-Сибирский	185,4	92,9	46	24,8
Восточно-Сибирский	997,6	663,6	350	35,1
Дальневосточный	1139,5	684,1	294	25,8
Итого	3831	2106,2	1094,8	28,6
Неучтенные	111	39	–	–
Вся территория СССР	3942	2145,2	–	–

ресурсов крупных и средних рек изменились в сторону увеличения всего на 12% по сравнению с показателями, установленными в 1951 г.

В [39] был также выполнен подсчет гидроэнергетических ресурсов малых рек. К категории малых были отнесены реки с мощностью менее 2 тыс.кВт для равнинных и менее 1,7 тыс.кВт для горных условий. Исчисление потенциальных гидроэнергетических ресурсов малых рек проводилось методом обобщенного учета (методом "средней" реки), заключающимся в том, что для каждого из районов, на которые была разделена при подсчетах территория СССР, и для каждой группы рек по протяженности выделялась река со средними для данной группы рек водосбором, стоком и уклоном. По этим параметрам "средней" реки определялась ее потенциальная мощность, которая принималась за удельную для всего района.

В табл. 2.2 приведены гидроэнергетические ресурсы СССР в разрезе экономических районов.

2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ МАЛЫХ ГЭС

В настоящее время нет общепринятого во всех странах мира понятия малой ГЭС. Предлагаются классификации по различным параметрам, отражающим особенности этих станций: по мощности, напору, режиму работы, степени автоматизации, по способу создания напора и др.

Во многих странах в качестве основной количественной характеристики малой ГЭС принята ее установленная мощность. Наиболее часто к малым ГЭС относят ГЭС, мощность которых не превышает 5 тыс.кВт (Австрия, Испания, Индия, Канада, Франция, ФРГ и др.). В некоторых странах малыми называют ГЭС мощностью до 2 тыс.кВт (Италия, Норвегия, Швеция, Швейцария). ЮНИДО (комитет ООН по промышленному развитию) относит к категории малых ГЭС мощностью до 5 тыс.кВт.

Многообразие классификаций малых ГЭС вызвано следующими факторами: различием природных условий, уровнем развития энергетического хозяйства страны, особенностью процедуры согласования и утверждения проектов малых ГЭС и др. Иногда происходит изменение принятой классификации[1]. Так, в США, где были приняты меры для стимулирования развития малой гидроэнергетики, дважды законодательно изменялось ограничение по предельной мощности малых ГЭС: первоначально к малым относили ГЭС мощностью до 5 тыс.кВт, затем этот предел был увеличен до 15 тыс.кВт, а в 1980 г. максимальная мощность малых ГЭС была ограничена 30 тыс.кВт.

[1]Предлагаемые классификации достаточно условны и отражают современный уровень проектно-конструкторских разработок, поэтому в дальнейшем они могут быть изменены.

Согласно решениям постоянной комиссии СЭВ по электроэнергии в странах СЭВ рекомендуется относить ГЭС мощностью менее 10 тыс.кВт к малым, а мощностью менее 0,1 тыс.кВт – к категории микроГЭС. В СССР за 10 тыс.кВт принята максимальная мощность одного гидроагрегата, а общая установленная мощность малой ГЭС может составлять 30 тыс.кВт, поскольку на таких станциях, как правило, устанавливаются не более двух-трех гидроагрегатов. Введено дополнительно ограничение по диаметру рабочего колеса гидротурбины, для малых ГЭС он принят не более 3 м.

В СССР и странах СЭВ принята следующая классификация малых ГЭС по напору:

Низконапорные . . . . . $H < 20$ м;
Средненапорные . . . . . $H = 20 \div 75$ м;
Высоконапорные . . . . . $H > 75$ м

В странах СЭВ рекомендована следующая классификация малых ГЭС. По режиму работы: работающие параллельно с энергосистемой, на изолированного потребителя, на изолированного потребителя параллельно с другим энергоисточником (например, с дизельной или ветровой электростанциями); по степени автоматизации: полуавтоматизированные (работающие при наличии дежурного персонала), автоматизированные (работающие без дежурного персонала); по условиям создания: стационарные, мобильные (микроГЭС).

Другие предложения по классификации малых ГЭС – по характеру использования стока (на бытовом или зарегулированном стоке), участию в графике нагрузок (пиковые, полупиковые, базисные), расположению в составе гидроузла (русловые, приплотинные, деривационные) – не отражают особенностей собственно малых ГЭС.

Для иллюстрации возможного применения малых ГЭС ниже приведен примерный перечень потребителей электроэнергии, соизмеримых по мощности с малыми ГЭС:

Сельский поселок с населением 200 чел. . . . . 100 кВт
Хлебозавод производительностью 25 тыс.т. выпечки в год . . . . . 250 кВт
Лесопильный завод производительностью 100 тыс.м^3 леса в год . . . . . 500 кВт
Завод железобетонных изделий производительностью 100 тыс.м^3 в год (или сахарный завод производительностью 30 тыс.т сахара в год) . . . . . 1000 кВт
Машинное орошение на площади 4 тыс. га в районах Средней Азии . . . . . 10 000 кВт

2.3. СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ РЕСУРСОВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Основным методом изучения гидроэнергетических ресурсов является разработка схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов (региона или водотока). С позиций развития малой гидроэнергетики этот вопрос в последнее двадцатилетие не рассматривался, а имеющиеся более ранние схемы полностью устарели.

Для определения возможной роли малой гидроэнергетики в энергетическом хозяйстве страны необходима общая оценка потенциальных ресурсов малых ГЭС. *Малыми ГЭС может быть освоен гидроэнергетический потенциал малых и средних рек, а также отдельных участков крупных рек.* Большая часть этого потенциала сосредоточена на средних реках, поэтому развитие малой гидроэнергетики в основном связано с освоением гидроэнергетического потенциала средних рек. В инженерной практике деление рек на малые, средние и большие сводится к разбивке их на группы с одинаковой площадью водосбора или длиной. К категории малых относятся реки с площадью водосбора до 5 тыс.км^2, средних – до 100 тыс.км^2*.

Согласно классификации Минводхоза РСФСР к категории малых относятся реки протяженностью до 200 км. В работах Гидроэнергопроекта 1947–1961 гг. [39] при определении гидроэнергетического потенциала рек СССР к категории малых отнесены реки с потенциальной мощностью до 2 тыс.кВт, средних – от 2 до 100 тыс.кВт.

Известны классификации рек и по другим признакам, предложенные А.В. Огиевским, М.И. Львовичем, П.С. Кудиным и др.

Практический интерес представляет классификация рек, разработанная Н.Н. Фавориным с учетом возможных масштабов их хозяйственного использования и приведенная в табл. 2.3 [21].

В табл. 2.4 и 2.5 приведены характеристики учтенных на территории СССР рек по площади водосбора и протяженности.

Согласно приведенным данным около 80% учтенных рек составляют малые и около 15% – средние реки.

Малыми ГЭС может быть использован гидроэнергетический потенциал не только неосвоенных рек, но и уже зарегулированных водотоков. Имеется в виду возможность строительства малых ГЭС при водохранилищах неэнергетического назначения (для орошения, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д.), на участках сосредоточенных перепадов на каналах, трактах переброски стока и др.

В мировой практике известны примеры попутного получения электроэнергии на малых ГЭС, пристраиваемых к различным водопроводящим сооружениям в системах водопровода или судоходных сооружениях, на отводящих трактах систем охлаждения АЭС или очистных сооружениях. Так, в США (штат Калифорния) для исполь-

*ГОСТ 19179–73. Гидрология суши. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1973.

Таблица 2.3. **Классификация рек по Н.Н. Фаворину [21]**

Категория рек	Гидрографические показатели			
	Водосборная площадь, тыс.км^2	Средняя протяженность реки, км	Средняя глубина русла, м	Среднегодовой расход воды, м^3/с
Малые:				
1-я группа	< 8	< 250	< 0,5–1	< 8
2-я группа	8–23	150–400	0,5–1,5	> 8–50
Средние:				
1-я группа	15–60	До 400	0,7–2,5	> 10–80
2-я группа	До 80	До 700	1–3	> 50–200
Большие	> 80	–	–	–

Категория рек	Возможное хозяйственное использование		
	ГЭС (мощность, тыс.кВт)	Орошение (площадь, тыс.га)	Судоходство (глубина водного пути, м)
Малые:	<0,1	<1	<0,4–0,5
1-я группа	0,1–1	1–5	0,5–0,7
2-я группа			
Средние:	1–5	5–25	0,7–1
1-я группа	5–25	25–100	1–1,5
2-я группа	25–250	100–250	1,5–2
Большие	> 250	> 250	> 2

Таблица 2.4. **Характеристика учтенных рек по протяженности**

Интервал по протяженности, км	Число рек	Доля общего числа учтенных рек, %
< 10	187	4,2
11–50	1638	36,5
51–100	817	18,2
101–200	925	20,6
201–300	397	8,9
301–500	298	6,7
501–1000	167	3,7
1001–2000	37	0,8
> 2000	17	0,4
Итого	4483	100

Таблица 2.5. **Характеристика учтенных рек по площади водосбора**

Интервал по площади водосбора, км^2	Число рек	Доля общего числа учтенных рек, %
< 50	344	7,7
51–100	477	10,6
101–500	927	20,7
501–1000	410	9,2
1001–5000	1360	30,3
5001–10 000	423	9,4
10 001–50 000	425	9,5
50 001–100 000	60	1,3
100 001–500 000	45	1
500 001–1 000 000	5	0,1
> 1 000 000	7	0,2
Итого	4483	100

зования энергии воды, сбрасываемой существующей обогатительной фабрикой, предусмотрена установка на отводе напорного трубопровода радиально-осевой гидротурбины мощностью 1325 кВт при напоре 28 м. В ГДР на перепаде отводящего канала системы охлаждения АЭС построена 4-агрегатная малая ГЭС мощностью 14 тыс.кВт. Электроэнергия, вырабатываемая малой ГЭС, используется для собственных нужд АЭС.

2.4. ПОТЕНЦИАЛ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ СССР

В 1985 г. институтом "Гидропроект" имени С.Я. Жука были проведены работы по определению потенциала малой гидроэнергетики. В основу расчетов была положена общая оценка потенциальных гидроэнергетических ресурсов, выполненная в 1967 г. [39]. Для этого была использована классификация всех рек по мощности, тыс.кВт, принятая в [39]:

	Группа
Менее 2	1
От 2 до 100	2
От 100 до 200	3
Более 200	4

Теоретический потенциал рек 1-й группы (малых) составляет 493 200 млн.кВт·ч, в том числе по европейской части СССР 95 500 млн.кВт·ч, по азиатской 397 700 млн.кВт·ч [39].

Степень технически возможного использования гидроэнергетического потенциала этих рек невелика и составляет 10–20% [39]. Таким образом, технический потенциал рек первой группы при среднем коэффициенте использования валового потенциала 0,17

составляет 83 800 млн.кВт·ч, из них в европейской части СССР 16 200 млн.кВт·ч, в азиатской 67 600 млн.кВт·ч.

Гидроэнергетический потенциал рек 2-й группы также отнесен в актив малой гидроэнергетики, так как анализ разработанных ранее схем использования показывает, что при общей мощности водотока менее 100 тыс.кВт коэффициент использования теоретического потенциала составляет 0,35, т.е. на таких водотоках все ГЭС относятся к категории малых.

Теоретический потенциал рек 2-й группы составляет 58 380 млн. кВт·ч, в том числе по европейской части СССР 182 130 млн. кВт·ч, по азиатской части 401 250 млн. кВт·ч. Технический потенциал рек этой группы при коэффициенте использования 0,35 составляет 200 540 млн. кВт·ч, из них по европейской части 60 100 млн.кВт·ч, по азиатской части 140 440 млн.кВт·ч [39].

Долю малых ГЭС в общем потенциале рек 3-й и 4-й групп наиболее точно можно определить только в результате непосредственного составления схем и проектов использования всех этих водотоков с определением возможных параметров ГЭС с учетом каскадного эффекта. Однако проведение таких работ требует значительных затрат и времени, что в настоящее время вряд ли можно считать оправданным.

Поэтому для определения технического потенциала малой гидроэнергетики по этим группам рек была принята методика, заключающаяся в выделении из общесоюзных запасов гидроэнергии доли ГЭС мощностью до 30 тыс.кВт (малых).

Все расчеты проводились укрупненно для трех экономических районов страны – европейской части СССР, Сибири и Дальнего Востока, Средней Азии и Казахстана с выделением на европейской территории равнинных и горных районов.

Столь крупное деление связано с тем, что по рекам, например, районов Средней Азии практически отсутствуют проектные проработки. Схемы использования составлены только по крупным рекам, и в них не предусматривались ГЭС мощностью менее 30 тыс.кВт. В Средней Азии и Казахстане малые ГЭС проектировались в основном в привязке к реальным конкретным энергопотребителям, и судить по ним о потенциальных ресурсах водотока нельзя. В европейской части страны проектирование и строительство малых ГЭС были более массовыми, но они часто были очень мелкими (100 кВт и менее), их параметры в основном определялись энергопотребителями, а не возможностью водотока. Да и данные по многим разработанным схемам использования рек теперь утрачены. Поэтому, чтобы набрать достаточное число рек, имеющих проектные проработки, рассмотрены крупные энергетические районы в целом, без более мелкой разбивки.

Для каждого региона по всем группам водотоков (согласно классификации) подбирались реки, по которым имеются проектные проработки (на стадии схемы, проекта и т.д.), причем рассматривались реки, имеющие более или менее завершенные каскады ГЭС. По данным для каждой реки был вычислен эмпирический коэффициент, характеризующий степень использования малыми ГЭС общего теоретического потенциала реки, $k_э = Э_{м.гэс}/Э_т$, где $Э_{м.гэс}$ – технический потенциал малых ГЭС, равный их суммарной выработке; $Э_т$ – теоретический потенциал реки. Коэффициент $k_э$ позволяет получить технический потенциал как долю теоретического.

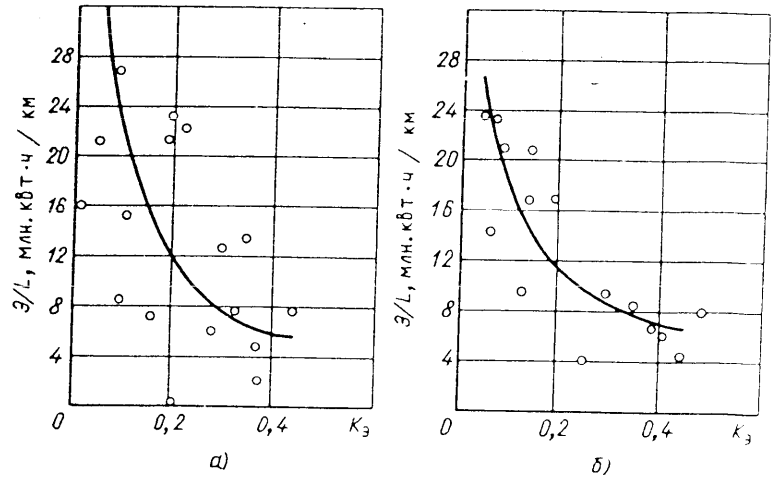


Рис. 2.1. Графики зависимости $k_э = f(Э/L)$ для горных (*а*) и равнинных (*б*) рек европейской части СССР мощностью 100–200 тыс.кВт

По результатам расчетов построены графики зависимости коэффициента $k_э$ от потенциальной энергии водотока $k_э = f(Э)$ (рис. 2.1) и от его удельной энергии $k_э = (Э/L)$ (рис. 2.2), где L – длина водотока. При нанесении на графики точек с координатами $(k_э, Э)$, $(k_э, Э/L)$ прослеживается четкая зависимость между коэффициентом $k_э$ и потенциальной энергией водотока $Э$, а именно с увеличением потенциальной энергии водотока значение $k_э$ уменьшается, а с уменьшением ее увеличивается. Следовательно, степень использования рек малыми ГЭС уменьшается с ростом их полной энергии, и наоборот.

Для рек Сибири и Дальнего Востока, а также европейской части страны наиболее четко указанная зависимость прослеживается на графике $k_э = f(Э/L)$ (рис. 2.1). Для рек Средней Азии и Казахстана более справедливой является зависимость $k_э = f(Э)$, так как в данных районах имеется широкая сеть оросительных каналов, на перепадах которых построены малые ГЭС. Вода забирается из реки и отводится в эти каналы, поэтому понятие удельной энергии реки здесь теряется и в качестве характеристики водотока используется полная энергия (рис. 2.2).

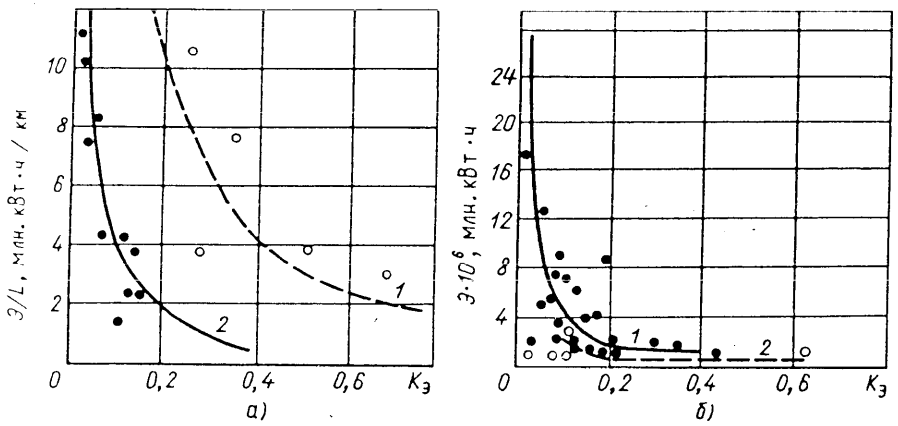


Рис. 2.2. Графики зависимости $k_э = (Э/L)$, $k_э = f(Э)$ для рек Сибири и Дальнего Востока (*а*) и Средней Азии и Казахстана (*б*):

1 – реки мощностью 100–200 тыс.кВт; *2* – реки мощностью свыше 200 тыс. кВт

Технический потенциал малых ГЭС $Э_{м.гэс} = Э_т\ k_э$, определяется для каждой реки в зависимости от значений Э или Э/*L* при соответствующем значении $k_э$ (рис. 2.1 и 2.2).

По рассмотренной методике определен гидроэнергетический потенциал рек азиатской части СССР и рек 3-й группы европейской части. По всем рекам 4-й группы (мощностью более 200 тыс.кВт) европейской части СССР имеются проектные проработки, в результате анализа которых выделена доля потенциала малой гидроэнергетики. Полученные данные по рекам этой группы подтверждают закономерность снижения коэффициента $k_э$ с ростом удельной энергии водотока.

Переход от определенного по данной методике технического потенциала к теоретическому для рек 3-й и 4-й групп европейской части СССР произведен с учетом коэффициента использования валового потенциала k_1 = 0,6 (0,5 для азиатской части СССР) [39]. Теоретический и технический потенциалы малой гидроэнергетики по рассмотренным группам водотоков представлены в табл. 2.6.

В среднем по СССР 67% технического потенциала малой гидроэнергетики, из которых 80% по европейской части СССР и 64% по азиатской, дают реки мощностью менее 100 тыс.кВт. Потенциал этих рек полностью отнесен в актив малой гидроэнергетики и был определен в [39]. На долю технического и теоретического потенциалов малой гидроэнергетики рек СССР мощностью свыше 100 тыс.кВт приходится 33%. Можно предположить, что точность определения потенциала малой гидроэнергетики рек этой группы достаточно велика, поскольку они наиболее изучены.

В табл. 2.7 показано соотношение общего потенциала гидроэнергетических ресурсов СССР с теоретическим и техническим потенциалами малой гидроэнергетики.

Тоаблица 2.6. **Потенциал малой гидроэнергетики (реки СССР)**

Экономический район	Теоретический потенциал, млн.кВт·ч	Технический потенциал, млн.кВт·ч
Европейская часть СССР	319 740	99 120/81 240
В том числе реки мощностью, тыс.кВт:		
свыше 200	13 000	7800/780
100–200	20 110	12 070/1210
2–100	182 130	60 100/60 100
до 2	95 500	16 000/16 000
неучтенные	9000	3150/3150
Азиатская часть СССР, в том чиле реки мощностью, тыс.кВт:		
свыше 200	153 300	76 650/6030
100–200	145 700	72 850/6430
2–100	401 250	140 440/140 440
до 2	397 700	67610/67 610
неучтенные	102 000	35 700/35 700
Вся территория СССР	1 519 690	492 370/337 450

Примечание. В числителе и знаменателе – потенциал малых ГЭС мощностью 30 и 10 тыс.кВт соответственно.

Таблица 2.7. **Общий потенциал гидроэнергетических ресурсов СССР**

Территория	Теоретический потенциал		Технический потенциал	
	всего, млрд. кВт·ч	в том числе малых ГЭС мощностью до 30 тыс.кВт, млрд.кВт·ч / %	всего, млрд. кВт·ч	в том числе малых ГЭС мощностью до 30 тыс.кВт, млрд.кВт·ч / %
СССР	3942	1520 / 39	2105	492 / 23
В том числе:				
европейская часть	756	320 / 42	355	99 / 28
азиатская часть	3075	1200 / 39	1751	393 / 22
неучтенные	111	–	–	–

Приведенная оценка потенциала малой гидроэнергетики не охватывает специфических случаев применения малых ГЭС в системах водоснабжения, на судопропускных сооружениях и др., так как это требует изучения конкретных технических решений и обобщенными методами не может быть оценено.

Таблица 2.8. **Распределение потенциала малой гидроэнергетики по экономическим районам**

Экономический район	Теоретический потенциал, млрд. кВт·ч	Технический потенциал, млрд. кВт·ч
Европейская часть СССР	301,8	95,1
В том числе:		
Северный и Северо-Западный	48,6	15,1
Прибалтийский	6,1	2,4
Белорусский	3	0,9
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	18,3	5,7
Молдавский	0,8	0,2
Центральный и Центрально-Черноземный	7,6	2,9
Волго-Вятский	6,1	2,4
Поволжский	28,9	9
Северо-Кавказский	50,1	15,5
Закавказский	89,7	27,8
Уральский	42,6	13,2
Азиатская часть СССР	1218,2	396,9
В том числе:		
Казахстанский	77,5	25,6
Среднеазиатский	219	72,3
Западно-Сибирский	74,5	24,6
Восточно-Сибирский	395,2	128,4
Дальневосточный	452	146
Вся территория СССР	1520	492

Согласно табл. 2.7 технический потенциал малой гидроэнергетики составляет 492 млрд.кВт·ч при современном его использовании на уровне 1 млрд.кВт·ч (0,2%). Освоение экономически эффективной части этого потенциала позволит смягчить напряженность топливно-энергетического баланса страны (как это имеет место, например, в КНР, где выработка электроэнергии малыми ГЭС достигла 11 млрд.кВт·ч).

Распределение теоретического и технического потенциалов малой гидроэнергетики по экономическим районам страны приведено в табл. 2.8.

Основной характеристикой, определяющей масштабы развития малой гидроэнергетики, является гидроэнергетический потенциал рек. В настоящее время установить общий экономический потенциал малой гидроэнергетики СССР практически невозможно из-за отсутствия достоверных технико-экономических показателей по всем природным и строительно-хозяйственным условиям сооружения малых ГЭС. Ведется поиск экономичных технических решений по малым ГЭС, несовершенна и требует разработки методика обоснования их экономической эффективности, практически отсутствуют схемы энергетического использования малых рек.

Исходя из того, что основными направлениями развития малой гидроэнергетики в ближайшие 10–15 лет будут расконсервация и восстановление выведенных из эксплуатации малых ГЭС, техническое перевооружение и реконструкция действующих, строительство малых ГЭС в районах децентрализованного энергоснабжения, строительство малых ГЭС при водохозяйственных объектах (водохранилищах неэнергетического назначения, на перепадах каналов различного назначения), была проведена лишь оценка части экономически эффективных малых ГЭС, т.е. располагаемых ресурсов малой гидроэнергетики. К ним относятся экономически эффективная часть малых ГЭС, пристраиваемых к объектам неэнергетического назначения (водохранилищам, перепадам каналов) во всех районах страны; экономически эффективные малые ГЭС на незарегулированных водотоках в районах децентрализованного энергоснабжения. Ниже приведены оценки располагаемых ресурсов по каждой составляющей.

Малые ГЭС при водохранилищах. В СССР в настоящее время эксплуатируется и сооружается около 200 водохранилищ емкостью свыше 1 млн.м^3 каждое. Большинство неиспользуемых электроэнергетикой водохранилищ построены без ГЭС и предназначены для орошения земель, водоснабжения населения и промышленности. Создаваемый плотинами гидроузлов таких водохранилищ напор и попуски в нижний бьеф могут быть использованы для выработки электроэнергии [37].

Пристройка малых ГЭС к водохранилищам неэнергетического назначения позволит существенно улучшить технико-экономические показатели малых ГЭС за счет сокращения или полного исключения затрат, неизбежных при сооружении гидроэнергетических объектов на создание напорного фронта, водохранилища, водосбросных сооружений, переустройство нижнего бьефа, освоение стройплощадки, устройство дорог, обеспечение электроснабжения строительства, водоснабжения и др. Эти затраты соизмеримы, а часто значительно превышают стоимость энергетического тракта малой ГЭС.

Использование энергетического потенциала холостых сбросов воды из водохранилищ неэнергетического назначения обеспечит и более комплексное использование водных ресурсов.

В табл. 2.9, 2.10 приведены сведения о составе водохранилищ неэнергетического назначения с разделением их по емкости и использованию [36].

Самую большую (70%) составляет группа мелких водохранилищ емкостью до 10 млн. м^3 – 1358 объектов, в том числе в европейской части СССР 1142. Основное назначение этих водохранилищ – орошение, водоснабжение, рыбное хозяйство. Группу средних водохранилищ емкостью 10–100 млн. м^3 составляют 464 объекта. В основном это водохранилища комплексного назначения и используемые для орошения.

Таблица 2.9. **Водохранилища неэнергетического назначения**

Экономический район	Число водохранилищ	В том числе емкостью, млн. м³ 1–10	10–100	100–1000	>1000
Европейская часть СССР	1566	1142/25	285/43	50/17	3/1
В том числе:					
Северный и Северо-Западный	74	27/–	47/–	–/–	–/–
Прибалтийский	94	65/21	6/2	–/–	–/–
Белорусский	126	103/–	19/–	4/–	–/–
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	511	437/1	62/7	4/–	–/–
Молдавский	60	48/2	3/7	–/–	–/–
Центральный и Центрально-Черноземный	429	377/–	37/–	12/3	–/–
Волго-Вятский	6	1/–	5/–	–/–	–/–
Поволжский	32	2/–	26/–	4/–	–/–
Северо-Кавказский	95	55/–	27/4	9/–	–/–
Закавказский	101	27/1	22/23	10/14	3/1
Уральский	38	–/–	31/–	7/–	–/–
Азиатская часть СССР	409	216/2	83/20	46/22	14/6
В том числе:					
Казахстанский	141	96/–	16/6	18/1	4/–
Среднеазиатский	117	16/1	34/12	22/16	10/6
Западно-Сибирский	92	72/–	11/1	3/5	–/–
Восточно-Сибирский	1	–/–	1/–	–/–	–/–
Дальневосточный	58	32/1	21/1	3/–	–/–
Вся территория СССР	1975	1358/27	368/63	96/39	17/7

Примечание. В числителе – действующие и строящиеся водохранилища, в знаменателе – проектируемые.

Однако не все водохранилища неэнергетического назначения перспективны для создания малых ГЭС. Подавляющее большинство (около 80%) небольших водохранилищ емкостью менее 10 млн. м³ обладают энергетическим потенциалом менее 0,5 млн.кВт·ч, что соответствует установленной мощности ГЭС менее 100 кВт. Такие ГЭС относятся к категории "микро" и рассматриваются отдельно.

Кроме того, из общего числа водохранилищ неэнергетического назначения должны быть исключены гидроузлы, на которых основной объем воды забирается из верхнего бьефа, с полностью заиленными водохранилищами, водоселехранилища с неопределенным сроком работы и др. Исследования Гидропроекта показывают, что технически возможно построить малые ГЭС при 432 действующих, строящихся и проектируемых гидроузлах из числа рассмотренных 1975, в составе которых ГЭС не предусмотрены.

Таблица 2.10. **Использование водохранилищ неэнергетического назначения**

Назначение	Число водохранилищ	В том числе емкостью, млн.м³ 1–10	10–100	100–1000	>1000
Комплексное	1058	706/15	222/24	43/25	16/7
Орошение	576	415/10	64/31	41/14	1/–
Рыбное хозяйство	118	108/–	9/–	1/–	–/–
Водоснабжение	158	85/2	53/8	10/–	–/–
Рекреация	25	24/–	1/–	–/–	–/–
Охлаждение ГРЭС	8	2/–	5/–	1/–	–/–
Охрана природы	17	16/–	1/–	–/–	–/–
Сельское хозяйство	4	2/–	2/–	–/–	–/–
Водный транспорт	3	–/–	3/–	–/–	–/–
Лесосплав	8	–/–	8/–	–/–	–/–
Итого	1975	1358/27	368/63	96/39	17/7

Примечание. В числителе – действующие и строящиеся водохранилища, в знаменателе – проектируемые.

Технический гидроэнергетический потенциал водохранилищ неэнергетического назначения, при которых целесообразно строительство ГЭС, представлен в табл. 2.11.

Этот технический потенциал достаточно велик (5,8 млрд. кВт·ч), и его освоение представляет большой интерес для народного хозяйства. Следует отметить, что 55% его приходится на долю 88 крупных водохранилищ емкостью более 100 млн.м³, составляющих 20% общего числа рассматриваемых водохранилищ.

Перечень и параметры малых ГЭС при этих водохранилищах приведены в приложении 1.

Малые ГЭС, сооружаемые при водохранилищах неэнергетического назначения, будут работать в режиме попусков в нижний бьеф, подчиненных требованиям основных водопользователей.

Водохранилища, предназначенные для коммунально-бытового и промышленного водоснабжения, характеризуются круглогодичным режимом попусков в нижний бьеф. Малые ГЭС, пристраиваемые к таким водохранилищам, будут иметь относительно высокую, гарантированную в зимний период мощность.

Водохранилища, предназначенные для орошения, осуществляют попуски в нижний бьеф лишь в вегетационный период и влагозарядковые кратковременные попуски в весенне-осенний период. Это характерно для большинства водохранилищ Средней Азии, Казахстана, Закавказья. Основная часть ГЭС при водохранилищах, предназначенных для орошения, будет иметь лишь сезонную выработку, не гарантированную зимой. Почти все такие водохранилища начинают заполняться осенью, и при острой необходимости часть этого стока

Таблица 2.11. **Технический гидроэнергетический потенциал водохранилищ неэнергетического назначения, при которых целесообразно строительство ГЭС**

Экономический район	Среднемноголетняя выработка электроэнергии, млн.кВт·ч	В том числе действующие и строящиеся водохранилища	В том числе проектируемые водохранилища
Европейская часть СССР	3110,4/1246,5	2556,4/952,9	554,1/83
В том числе:			
Северный и Северо-Западный	633/283,2	633/283,2	–/–
Прибалтийский	107,7/–	107,7/–	–/–
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	175,7/15,6	120,8/15,6	54,9/–
Молдавский	1,6/–	1,6/–	–/–
Центральный и Центрально-Черноземный	253,2/18,4	253,2/18,4	–/–
Волго-Вятский	2,1/–	2,1/–	–/–
Поволжский	59,5/41,5	59,5/41,5	–/–
Северо-Кавказский	1073,5/484/1	1073,5/484,1	–/–
Закавказский	670,8/350,7	171,7/57,1	499,2/83
Уральский	133,3/53	133,3/53	–/–
Азиатская часть СССР	2669,35/2071,6	2069,5/1560,2	199,8/111,4
В том числе:			
Казахстанский	371,9/290,8	238,2/179,4	133,7/111,4
Среднеазиатский	2214,1/1741	1749,05/1341	65/–
Западно-Сибирский	3/–	3/–	–/–
Восточно-Сибирский	0,25/–	0,25/–	–/–
Дальневосточный	80,1/39,8	79/39,8	1,1/–
Вся территория СССР	5779,75/3318,1	4625,9/2513,1	753,9/194,4

Примечание. В числителе – всех ГЭС, в знаменателе – в том числе крупнейших.

может быть использована для выполнения пристраиваемой МГЭС функций резерва.

Изучение диапазона изменения уровней верхнего бьефа водохранилищ неэнергетического назначения, а следовательно, и напора на пристраиваемых ГЭС показывает, что на ряде гидроузлов снижение напора по отношению к максимальному достигает 70%. Столь значительное колебание уровней характерно для многих водохранилищ, предназначенных для орошения. Эффективное использование гидроэнергетического потенциала таких водохранилищ возможно по следующим схемам: установка гидротурбин с изменением частоты вращения, соединяющихся через мультипликатор с гидрогенератором с постоянной частотой вращения; установка двухскоростных гидрогенераторов; установка нескольких гидротурбин, рассчитанных на разные диапазоны изменения напора.

Все рассмотренные водохранилища в основном русловогo типа, т.е. в качестве их чаши используются речные долины, перегороженные плотинами. Небольшую группу (до 10%) составляют наливные водохранилища, расположенные в понижениях рельe-

Таблица 2.12. **Водохранилища, рекомендуемые для энергетического использования**

Напор, м	Число водохранилищ	В том числе емкостью, млн. м³			
		1–10	10–100	100–1000	> 1000
<10	122	42/4	61/–	9/–	6/–
10–20	154	38/4	83/–	26/1	2/–
20–75	140	10/–	76/14	32/6	2/–
> 75	16	–/–	9/3	3/1	–/–
Итого	432	90/8	229/17	70/8	10/–

Примечание. В числителе – действующие и строящиеся, в знаменателе – проектируемые.

Таблица 2.13. **Водохранилища, рекомендуемые для энергетического использования, и режимы их работы**

Напор, м	Число водохранилищ при					
	глубине сработки водохранилищ, % напора			периоде попусков в нижний бьеф, мес		
	<25	25–30	> 50	3–6	6–9	9–12
< 10	45	38	37	19	6	107
10–20	51	29	50	31	9	72
20–75	8	18	82	34	25	43
> 75	2	2	7	1	–	10
Нет сведений	–	63	–	–	75	–
Итого	106	150	176	85	115	232

Таблица 2.14. **Экономически эффективные малые ГЭС при водохранилищах неэнергетического назначения**

Экономический район	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Европейская часть СССР	127	307,4	1265,7
В том числе:			
Северный и Северо-Западный	–	–	–
Прибалтийский	32	15,5	50,7
Белорусский	1	0,4	1,3
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	12	45,3	171,4
Молдавский	–	–	–
Центральный и Центрально-Черноземный	7	2	25,2
Волго-Вятский	–	–	–
Поволжский	7	8,9	50,3
Северо-Кавказский	10	30,6	139,4
Закавказский	42	187,6	746,6
Уральский	16	17	90,9
Азиатская часть СССР	61	503,2	2018,1
В том числе:			
Казахстанский	8	70,2	290
Среднеазиатский	23	404,7	1576
Западно-Сибирский	–	–	–
Восточно-Сибирский	1	12	72
Дальневосточный	29	16,3	80,1
Вся территория СССР	188	810,6	3283,8

Таблица 2.15. **Малые ГЭС на перепадах каналов и режимы их работы**

Напор на перепаде, м	Число малых ГЭС	Период работы канала, мес							
		3–6				6–9			
		Всего малых ГЭС	В том числе с расходом, м³/с			Всего малых ГЭС	В том числе с расходом, м³/с		
			до 10	10–100	более 100		до 10	10–100	более 100
< 10	34	1	–	1	–	20	8	8	4
10–20	33	2	–	1	1	18	3	14	1
20–75	53	9	2	6	1	22	6	16	–
> 75	3	1	–	1	–	1	–	1	–
Итого	123	13				61			

фа местности в стороне от реки, а также на крупных и длинных магистральных каналах.

Основное назначение таких водохранилищ – вторичное внутрисистемное перерегулирование стока. Их наполнение осуществляется в осенне-зимний, а сработка – в весенне-летний период. Водохранилища наполняются из каналов по быстротокам, заканчивающимся консольным водосбросом, а опорожняются через донные водовыпуски, встраиваемые в тело плотины. При наливных водохранилищах малые ГЭС могут сооружаться как на перепадах опорожнения, так и на перепадах наполнения. Время работы каждой малой ГЭС ограничивается обычно тремя, максимум четырьмя месяцами, а напор за этот период изменяется до 90% максимального.

В табл. 2.12 и 2.13 показано, что число водохранилищ неэнергетического назначения, напор и режим эксплуатации которых позволяют использовать их для получения электроэнергии, достаточно велико. По напору, создаваемому малыми ГЭС, из числа рассмотренных водохранилищ около 65% низконапорные ($H < 20$ м), 30% средненапорные ($H = 20 \div 75$ м) и только около 5% высоконапорные ($H > 75$ м).

В табл. 2.14 приведены экономически эффективные по оценке Гидропроекта малых ГЭС при водохранилищах неэнергического назначения.

Малые ГЭС на перепадах каналов. На территории СССР выявлено более 40 крупных каналов (в основном магистральных), имеющих перепады, на которых могут быть построены малые ГЭС. Все каналы (за исключением трех проектируемых) находятся в эксплуатации. Из них 80% расположены в районах с развитым орошением (средняя Азия, Северный Кавказ, Закавказье) и имеют комплексное назначение. По проектным материалам на этих каналах выявлено 125 сосредоточенных перепадов с разницей высотных отметок от 3 до 130 м.

9–12			
Всего малых ГЭС	В том числе с расходом, м³/с		
	до 10	10–100	более 100
13	–	11	2
13	–	13	–
22	–	22	–
1	1	–	–
49			

Большинство малых ГЭС, сооружаемых на перепадах каналов орошения, будут иметь лишь сезонную летнюю выработку. На каналах комплексного назначения малые ГЭС будут работать круглый год, обеспечивая необходимые расходы воды в декабре–январе. Небольшую зимнюю гарантию могут иметь малые ГЭС, располагаемые на каналах предназначенных для орошения и выполняющих функции переброски стока.

В табл. 2.15 указано число малых ГЭС на перепадах каналов в

Таблица 2.16. **Технический гидроэнергетический потенциал потока в каналах на перепадах**

Экономический район	Среднемноголетняя выработка электроэнергии, млн.кВт·ч	В том числе на каналах с расходами, м³/с		
		10	10–100	100
Европейская часть СССР	1402	69	1284,6	48,4
В том числе:				
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	111,3	2,7	78,7	29,9
Северо-Кавказский	300	53,8	227,7	18,5
Закавказский	990,7	12,5	978,2	–
Азиатская часть СССР	4002	42,9	3584,2	375
В том числе:				
Среднеазиатский	3893,5	34,5	3484	375
Казахстанский	108,6	8,4	100,2	–
Вся территория СССР	5404	111,9	4868,8	423,3

Таблица 2.17. **Экономически эффективные малые ГЭС на перепадах каналов**

Экономический район	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Европейская часть СССР	24	296,9	1173,1
В том числе:			
Донецко-Приднепровский	3	16,2	81,4
Северо-Кавказский	12	64,3	287,7
Закавказский	9	216,4	804
Азиатская часть СССР	39	506,3	2607
В том числе:			
Среднеазиатский	39	506,3	2607
Вся территория СССР	63	803,2	3780,1

зависимости от режимов работы и напоров. Из них малые ГЭС могут быть расположены на 76,4% перепадов крупных каналов с расходами 10–100 м³/с. На 54,5% рассмотренных перепадов возможно сооружение низконапорных малых ГЭС ($H < 20$ м) и на 45,5% перепадов – малых ГЭС среднего напора ($H = 20 \div 75$ м).

Технический гидроэнергетический потенциал потока в каналах на выявленных перепадах составляет 5,4 млрд.кВт·ч, причем 90% его (4,87 млрд.кВт·ч) сосредоточено на перепадах крупных каналов с расходами 10–100 м³/с. Только 25,9% этого потенциала (1,4 млрд.кВт·ч) сосредоточено на перепадах каналов европейской части СССР, 74,4% (4 млрд.кВт·ч) – на каналах Средней Азии (табл. 2.16).

Экономически эффективные по оценке Гидропроекта малые ГЭС на перепадах каналов приведены в табл. 2.17.

Таблица 2.18. **Экономически эффективные малые ГЭС на незарегулированных водотоках в районах децентрализованного энергоснабжения**

Экономический район	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Европейская часть СССР	12	39,6	173,1
В том числе:			
Северный	9	27,0	104
Закавказский	3	12,6	69,1
Азиатская часть СССР, в том числе:			
Среднеазиатский	23	31,8	234
Западно-Сибирский	6	7,3	43,6
Дальневосточный	34	165,2	475,1
Вся территория СССР	75	243,9	925,8

В приложении 2 приведены параметры малых ГЭС, намечаемых к строительству на перепадах крупных каналов. При выборе первоочередных объектов этим ГЭС следует уделить особое внимание.

Малые ГЭС в районах децентрализованного энергоснабжения. К настоящему времени накоплены некоторые проработки по подбору к строительству первоочередных экономически эффективных малых ГЭС на незарегулированных водотоках в различных районах децентрализованного энергоснабжения. Из рассмотренных 75 объектов число малых ГЭС, рекомендуемых к строительству, их размещение и параметры представлены в табл. 2.18. Эти значения по мере дальнейших разработок будут уточняться.

Построенные малые ГЭС. К использованию водных ресурсов малой гидроэнергетикой следует отнести и часть ранее построенных малых ГЭС. Оценка целесообразности дальнейшей эксплуатации действующих и законсервированных малых ГЭС показывает, что эксплуатация их экономически оправдана. Экономически целесообразно и восстановление части списанных малых ГЭС, наиболее сохранившихся. Сведения об экономически эффективных малых ГЭС приведены в табл. 2.19, где учтены выявленные и обследованные списанные малые ГЭС.

Общее представление о располагаемых ресурсах малой гидроэнергетики дает табл. 2.20.

Определение экономической эффективности малых ГЭС продолжается, и ресурсы малой энергетики будут расти. Подобным образом идет процесс определения ресурсов малой гидроэнергетики в большинстве стран, уделяющих внимание этому вопросу. По-существу, ни в одной стране не определен полный экономический потенциал малых ГЭС, а выявлена лишь часть его, намечаемая к освоению в ближайшей перспективе.

Таблица 2.19. **Экономически эффективные построенные малые ГЭС (с учетом возможного восстановления некоторых списанных)**

Экономический район	Построенные малые ГЭС			В том числе					
				действующие и законсервированные			списанные		
	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Число ГЭС	Мощность, тыс. кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч
Европейская часть СССР	218	514,6	1945,2	134	485,6	1830,9	84	29	114,3
В том числе:									
Северный и Северо-западный	20	22,5	135,3	9	16,3	99,9	19	6,2	35,4
Прибалтийский	33	11,5	37,9	12	4,6	15,2	21	6,9	22,7
Белорусский	10	6,9	24,5	7	6,1	22,6	3	0,8	1,9
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	54	95,8	404,9	40	90,5	388,1	14	5,3	16,8
Молдавский	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Центральный и Центрально-Черноземный	1	0,2	0,6	–	–	–	1	0,2	0,6
Волго-Вятский	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Поволжский	1	2,0	4,2	1	2,0	4,2	–	–	–
Северо-Кавказский	34	124	541,4	13	116,6	512,3	21	7,4	29,1
Закавказский	54	184,2	603,9	49	182,0	596,1	5	2,2	7,8
Уральский	3	67,5	192,5	3	67,5	192,5	–	–	–
Азиатская часть СССР	72	424,7	1931	64	417,8	1909,1	8	6,9	21,9
В том числе:									
Казахстанский	20	105,3	452,1	17	102,2	442,0	3	3,1	10,1
Среднеазиатский	51	318,6	1476,4	47	315,6	1476,1	4	3,0	9,3
Западно-Сибирский	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Восточно-Сибирский	1	0,8	2,5	–	–	–	1	0,8	2,5
Дальневосточный	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Вся территория СССР	290	939,3	3875,9	198	903,4	3740	92	35,9	135,9

Таблица 2.20. **Располагаемые ресурсы малой гидроэнергетики**

Экономический район	Число ГЭС	Мощность, тыс.кВт	Среднемноголетняя выработка электроэнергии, млн.кВт·ч
Европейская часть СССР	381	1158,5	4557,1
В том числе:			
Северный и Северо-Западный	37	49,5	239,3
Прибалтийский	65	27,1	88,6
Белорусский	11	7,3	25,8
Юго-Западный, Донецко-Приднепровский, Южный	69	157,3	657,7
Молдавский	–	–	–
Центральный и Центрально-Черноземный	8	2,2	15,8
Волго-Вятский	–	–	–
Поволжский	8	10,9	54,5
Северо-Кавказский	56	218,9	968,5
Закавказский	108	600,8	2223,6
Уральский	19	84,5	283,4
Азиатская часть СССР	235	1638,5	7308,8
В том числе:			
Казахстанский	28	175,5	742,1
Средне-Азиатский	136	1261,4	5893,4
Западно-Сибирский	6	7,3	43,6
Восточно-Сибирский	2	12,8	74,5
Дальневосточный	63	181,5	555,2
Итого	616	2797	11865,9
Неучтенные (необследованные малые ГЭС):			
действующие	26	317,4	952,2
законсервированные	8	18	54
Вся территория СССР	650	3132,4	12872,1

Глава 3

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЛЫХ ГЭС

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектирование малых ГЭС на современном этапе имеет ряд характерных особенностей.

Прежде всего, следует отметить отсутствие преемственности опыта проектирования в 50-е годы. Использование прошлого опыта возможно лишь по данным, приведенным в литературе, и немногим оставшимся в эксплуатации малым ГЭС. Специфика проектирова-

ния малых ГЭС не отражена в современных нормативных и методических разработках, а для создания таких разработок необходим анализ предшествующего опыта.

Для создания малых ГЭС нового поколения необходим новый подход, не отягощенный практикой проектирования прошлых лет. Для достижения цели необходимо продолжать исследования и по мере накопления нового опыта вносить определенные поправки.

Основные исходные положения при проектировании малых ГЭС следующие.

1. Малые ГЭС должны быть полностью автоматизированы и работать без постоянного эксплуатационного персонала. Это способствует повышению их экономической эффективности как за счет снижения эксплуатационных издержек, так и за счет уменьшения капиталовложений в результате отказа от бытовых и служебных помещений.

2. Проектирование конкретных объектов должно вестись, как правило, на основе унифицированных проектных решений.

Унификации могут подлежать либо все сооружения энергетического тракта, подпорные и водосбросные сооружения гидроузла, либо лишь отдельные сооружения или системы.

Унифицированные решения по сооружениям энергетического тракта, включая здания малых ГЭС, турбинные водоводы и водоприемники, целесообразно распространять на малые ГЭС с единичной мощностью гидроагрегата до 3–5 тыс.кВт, при большей мощности необходимо искать экономичные индивидуальные решения. Однако и в этом случае необходимо использовать унифицированное гидросиловое сборудование и системы автоматики.

3. При использовании унификации проектирование малых ГЭС должно выполняться в одну стадию. После обоснования целесообразности строительства малых ГЭС технико-экономическим расчетом выполняется рабочий проект, в котором осуществляется привязка унифицированного проекта к конкретным условиям и разрабатывается рабочая документация.

В тех случаях, когда малые ГЭС входят в состав проектируемого гидроузла комплексного назначения, их проектирование ведется одновременно на тех же стадиях, что и гидроузла в целом.

3.2. СХЕМЫ МАЛЫХ ГЭС

По способу создания напора малые ГЭС подразделяются на плотинные, деривационные, смешанные (плотинно-деривационные) и малые ГЭС при готовом напорном фронте (на перепадах каналов, в системах водоснабжения и др.).

Плотинные схемы. Это наиболее распространенные схемы энергетического использования малых рек, они могут применяться во всех районах страны, за исключением горных, а в отдельных случаях и там.

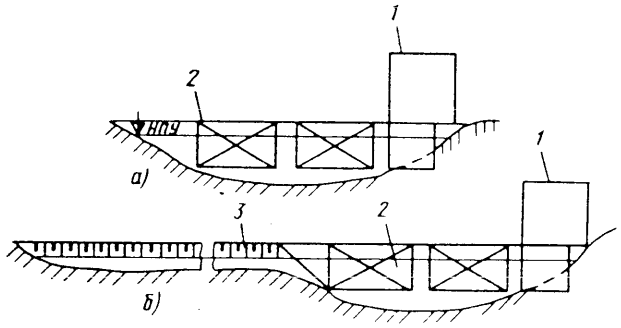


Рис. 3.1. Плотинные схемы малых ГЭС:
а – без выхода отметок НПУ на пойму; *б* – с затоплением поймы; *1* – здание ГЭС; *2* – водосбросная плотина; *3* – глухая плотина

Плотинная схема энергетического использования может осуществляться в зависимости от типа речной долины равнинной реки и напора в двух вариантах без выхода подпорного уровня на пойму и с выходом на нее.

Для рек с широкой поймой и глубоко врезанным руслом целесообразно назначать отметку подпора так, чтобы нормальный подпорный уровень воды при возведении плотины не выходил из основного русла реки (рис. 3.1, *а*). Для такой схемы характерны русловая компоновка зданий ГЭС с небольшими напорами (от 1,5 до 4,5, реже до 6–10 м) и небольшая мощность станции (от нескольких сотен киловатт до 1–2 тыс.кВт).

Из-за небольшого напора отдельных ГЭС характерной особенностью энергетического использования малых рек являются многоступенчатые каскады (6–8 и более ГЭС в каскаде) при небольшом расстоянии между створами, что обусловливает возможность использования суммарного напора каскадов до 20–50 м.

На равнинных реках с относительно неширокой глубоко врезанной поймой и слаборазвитым руслом целесообразно создание малой ГЭС (или каскада малых ГЭС) с водохранилищем недельного или сезонного регулирования, с выходом на пойму (затоплением) (рис. 3.1, *б*).

Такое решение позволяет полнее использовать естественный сток реки даже при значительном колебании расходов в течение года. Недостатками этой схемы малой ГЭС являются затопление пойменных земель, представляющих часто большую хозяйственную ценность, и значительное повышение объемов строительных работ и стоимости сооружений из-за увеличения высоты и протяженности (по пойме) плотины.

Основную регулирующую емкость каскада малых ГЭС целесообразно располагать в верхнем течении реки, где ущерб от затопления

4–6882

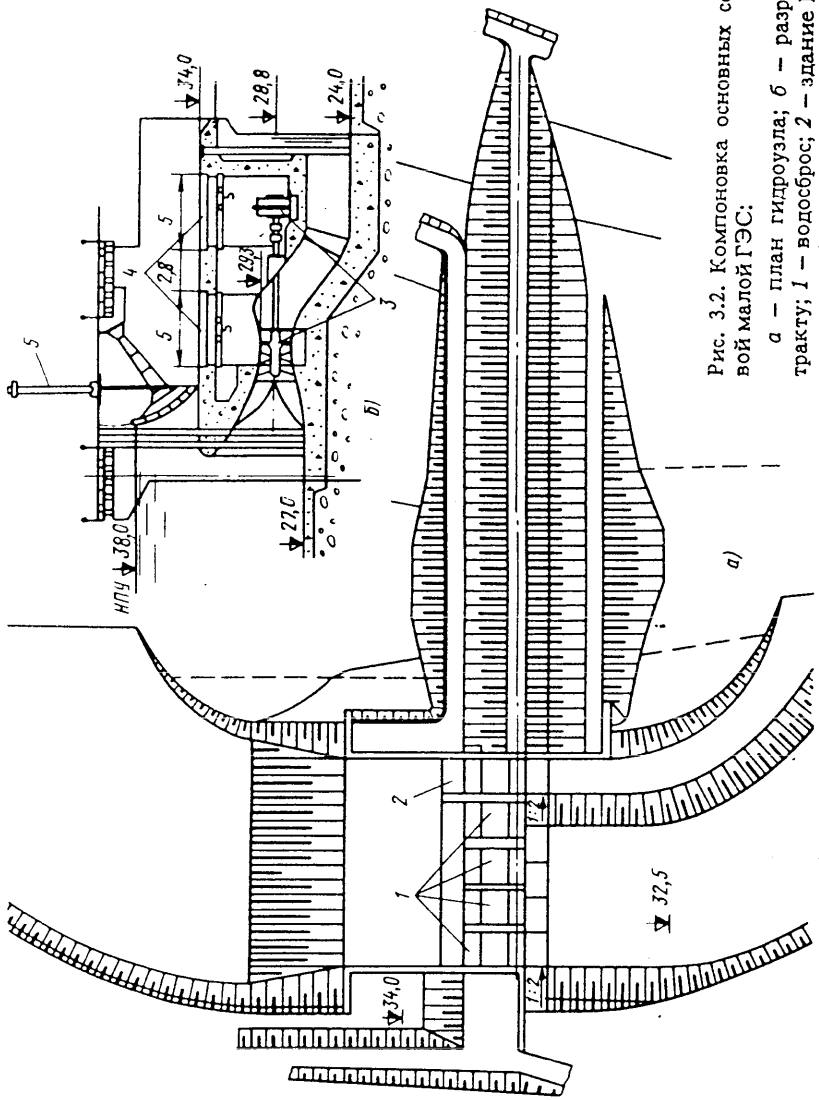


Рис. 3.2. Компоновка основных сооружений русловой малой ГЭС:

а – план гидроузла; *б* – разрез по напорному тракту; *1* – водосброс; *2* – здание МГЭС; *3* – прямоточная турбина с S-образной отсасывающей трубой и вынесенным горизонтальным гидрогенератором; *4* – съемные крышки; *5* – винтовой подъемник

значительно меньший, а последующие ступени каскада осуществлять по схеме, изображенной на рис. 3.1, *а*.

Русловые и приплотинные компоновки зданий ГЭС в схемах с выходом отметок НПУ на пойму принимаются в зависимости от напора. При напорах до 10–15 м применяются русловые здания ГЭС, при больших напорах – приплотинные. Примеры русловой и плотинной малых ГЭС показаны на рис. 3.2, 3.3.

Компоновки сооружений в составе плотинных гидроузлов выполняются с учетом условий пропуска паводка, удобства выполнения строительных работ. В низконапорных гидроузлах без регулирования стока особенно велика стоимость водосбросных сооружений, так как для пропуска паводковых расходов необходима большая протяженность водосбросного фронта. Поэтому малые ГЭС на реках с широкой поймой – преимущественно руслового типа с пропуском части расхода половодья по пойме в обход гидроузла (рис. 3.4, *а*). В схеме на рис. 3.4, *б* (с регулированием стока) пойма перекрыта глухой плотиной и для пропуска паводковых расходов предусмотрен водосброс.

Для облегчения производства строительных работ, особенно при нешироких руслах, плотину и здание ГЭС выносят к берегу. По окончании их строительства проводится срезка берега и расширение русла в сторону построенных сооружений. Существующее русло обычно перекрывается земляной глухой плотиной. При такой схеме строительные расходы пропускаются через основное русло реки. Если ширина русла достаточна для размещения плотины, здания ГЭС и пропуска строительных расходов, узел сооружений располагается в русле.

Конструкции основных гидротехнических сооружений и зданий ГЭС для плотинных схем, современный подход к их проектированию и строительству изложены в § 3.4, 3.5.

Деривационные и смешанные плотинно-деривационные схемы. Деривационные и смешанные схемы широко применяются в практике строительства малых ГЭС в основном в горных и предгорных районах.

Схемы деривационных станций могут быть следующими.

Деривация вдоль реки. Такие схемы применяют на реках со значительными уклонами и скоростями течения (рис. 3.5, *а*). По этой схеме построены не только отдельные станции, но и каскады ГЭС (каскад Алмаатинских ГЭС на р. Большая Алма-Атинка, каскад Аламединских ГЭС на Большом Чуйском тракте и др.). Для каскада из нескольких ГЭС возможно использование одного головного водозаборного сооружения (так построен каскад из двух малых ГЭС на р. Иссык в Киргизии).

Деривация на спрямлении русла реки (рис. 3.5, *б*). Спрямляя деривацией отдельные излучины реки, можно получить значительные напоры ГЭС даже на реках с небольшим уклоном.

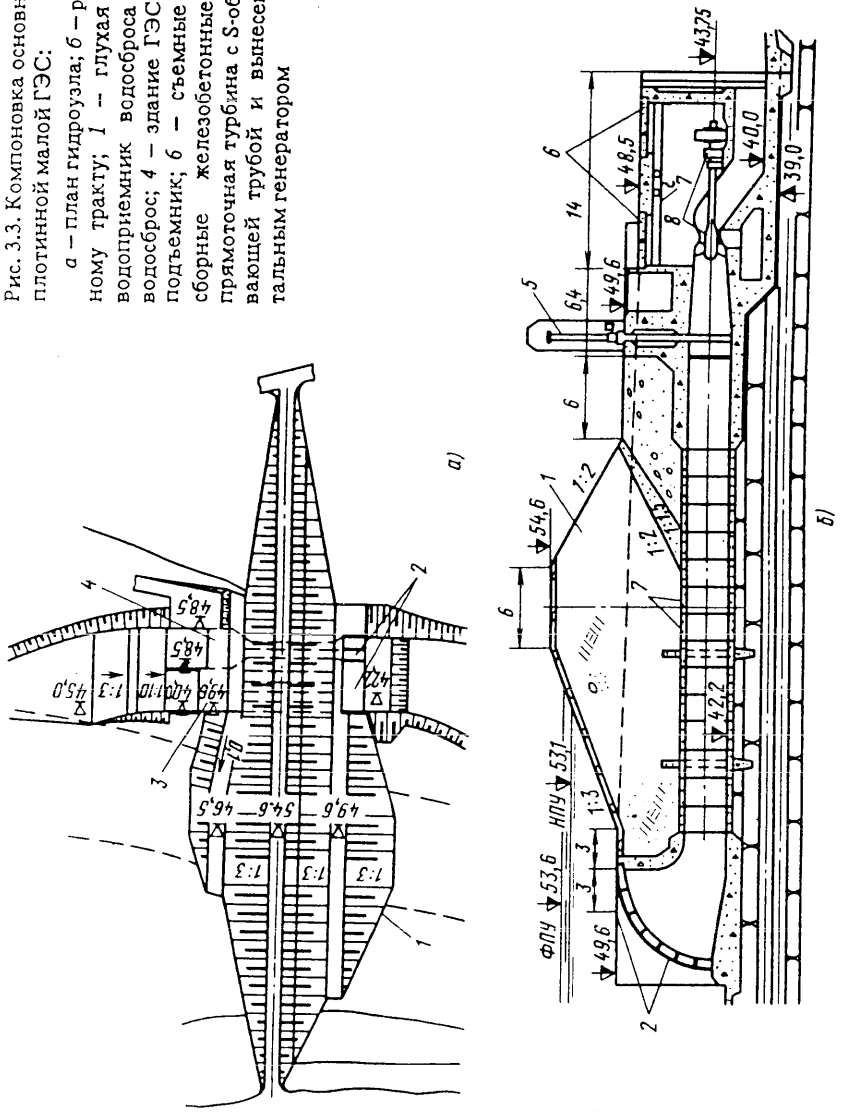
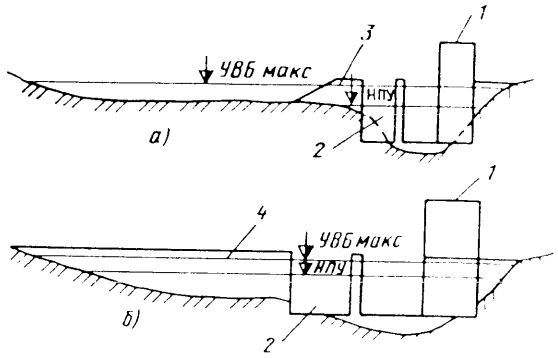


Рис. 3.3. Компоновка основных сооружений плотинной малой ГЭС:

а – план гидроузла; *б* – разрез по напорному тракту; *1* – глухая плотина; *2* – водоприемник водосброса и ГЭС; *3* – водосброс; *4* – здание ГЭС; *5* – винтовой подъемник; *6* – съемные крышки; *7* – сборные железобетонные трубы; *8* – прямоточная турбина с S-образной отсасывающей трубой и вынесенным горизонтальным генератором

Рис. 3.4. Схема пропуска паводка:

а – через водосброс и по пойме; *б* – через водосброс; *1* – здание ГЭС; *2* – водосброс; *3* – дамба; *4* – глухая плотина



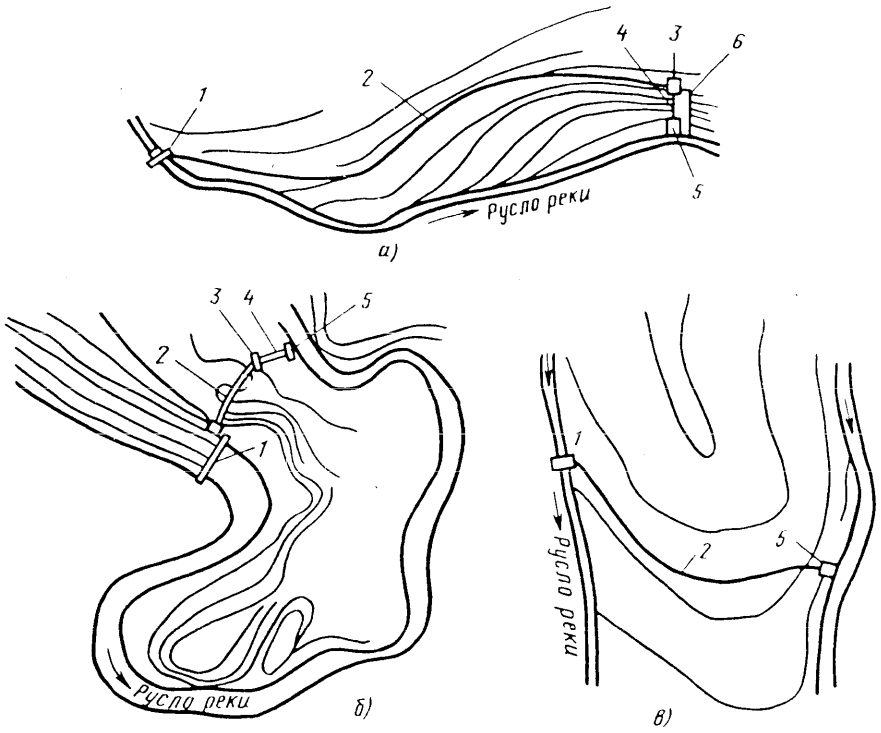


Рис. 3.5. Схемы деривационных малых ГЭС:

а – с деривацией вдоль реки; *б* – на спрямлении русла реки; *в* – переброска стока из одной реки в другую; *1* – головной узел; *2* – деривация; *3* – напорный бассейн; *4* – напорные трубопроводы; *5* – здание ГЭС; *6* – холостой сброс

Переброска стока из одной реки в другую (рис. 3.5, *в*). Такие схемы осуществляют, когда две соседние реки разделены невысоким и коротким водоразделом и имеют разное высотное положение. Это дает возможность на короткой деривации, соединяющей обе реки, получить значительный напор. Так построена Сторожевская ГЭС в Ставропольском крае мощностью 0,88 тыс.кВт на канале, соединяющем реки Кяфар и Бижгон. При длине деривации около 3 км получен напор ГЭС 31 м.

В смешанных (плотинно-деривационных) схемах возможно создание регулирующих водохранилищ. Создавая водохранилища в верховьях рек или на притоках, долины которых освоены незначительно, осуществляют регулирование стока. На нижележащем участке реки на зарегулированном верхним водохранилищем стоке сооружается каскад деривационных ГЭС.

Однако при этом необходимо особо обращать внимание на разработку мероприятий, предотвращающих быстрое заиление водохранилищ. Ряд построенных ранее малых ГЭС эксплуатируется с заиленными водохранилищами, например Земоавчальская, Читахеви и Сухуми ГЭС. Все названные ГЭС имеют водохранилища с незначительной относительной емкостью (менее 0,01%).

Пример деривационной схемы ГЭС показан на рис. 3.6.

Типы и конструкции основных головных сооружений, деривации и здания ГЭС деривационных малых ГЭС, а также современный подход к их проектированию и строительству изложены в § 3.4, 3.5.

Схемы малых ГЭС при готовом напорном фронте. Здесь рассматриваются схемы малых ГЭС, сооружаемых в створах с готовым напорным фронтом. В качестве таких створов могут использоваться водохранилища неэнергетического назначения, перепады каналов различного назначения, трубопроводы систем водоснабжения (коммунально-бытового, промышленного, сельскохозяйственного). Гидроэнергетический потенциал в таких створах составляет существенную долю общего потенциала, используемого малыми ГЭС (см. гл. 2). По способу создания напора такие малые ГЭС можно отнести либо к плотинным, либо к деривационным. Однако их расположение в составе неэнергетических гидроузлов имеет свои особенности.

Учитывая многообразие указанных створов, ограничимся показом возможности их использования на отдельных примерах.

На рис. 3.7 приведена схема расположения малой ГЭС при водохранилище неэнергетического назначения, осуществляющем полезные попуски в нижний бьеф. Использование этих попусков на ГЭС позволит получить дополнительную электроэнергию.

В состав сооружений большинства неэнергетических водохранилищ входят плотина из грунтовых материалов, паводковый водосброс и водовыпуск для пропуска в нижний бьеф расходов в заданном режиме. Часто водосброс и водовыпуск совмещены в одном сооружении. В гидроузлах на скальном основании водовыпуск устраивается в виде туннелей в береговых склонах на участке примыкания плотин. Водовыпуски гидроузлов на нескальном основании устраиваются трубчатыми в теле грунтовых плотин. При таких компоновках гидроузла пристройку малых ГЭС целесообразно осуществлять путем подключения к концевой части водовыпуска отдельных ниток подводящих турбинных водоводов. При существующих и строящихся гидроузлах такое решение позволит осуществить строительство малой ГЭС без коренной реконструкции водовыпуска и без перерыва нормального режима эксплуатации.

При проектируемых водохранилищах пристройка малых ГЭС может выполняться путем устройства собственных станционных сооружений в составе водоприемника, подводящего туннеля (или трубопровода) и здания малой ГЭС (см. рис. 3.3).

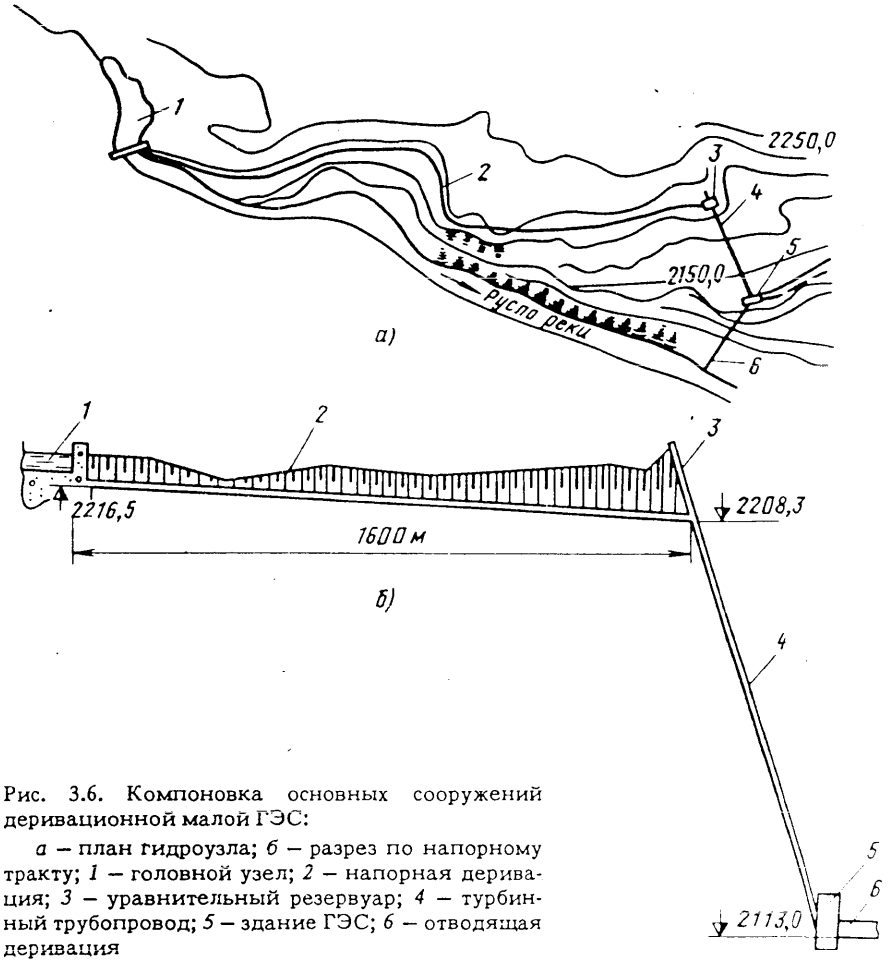


Рис. 3.6. Компоновка основных сооружений деривационной малой ГЭС:

а – план гидроузла; *б* – разрез по напорному тракту; *1* – головной узел; *2* – напорная деривация; *3* – уравнительный резервуар; *4* – турбинный трубопровод; *5* – здание ГЭС; *6* – отводящая деривация

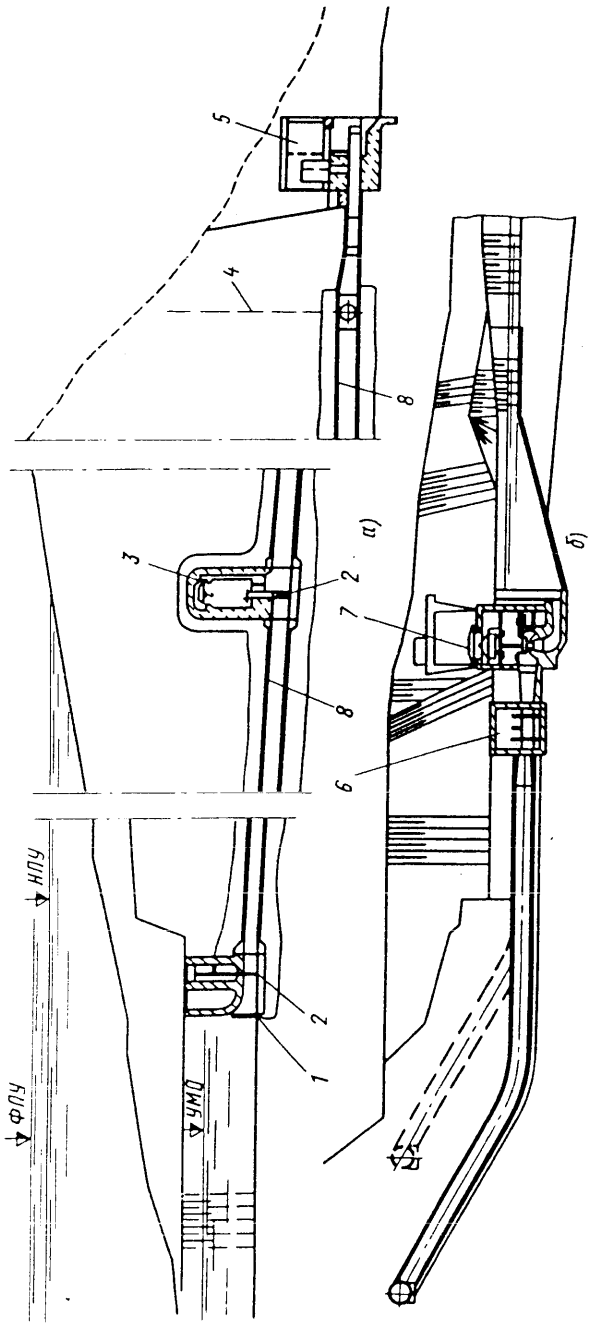


Рис. 3.7. Малая ГЭС, намечаемая к строительству на водовыпуске существующего Бартогайского водохранилища на р. Чирлик:

а – разрез по камере затворов; *б* – разрез по зданию ГЭС; *1* – сороудерживающая решетка; *2* – плоский скользящий затвор с винтовым подъемником; *3* – камера затворов; *4* – ось подключения турбинного водовода ГЭС; *5* – здание конусного затвора; *6* – камера дисковых затворов; *7* – здание ГЭС; *8* – существующий водовыпуск

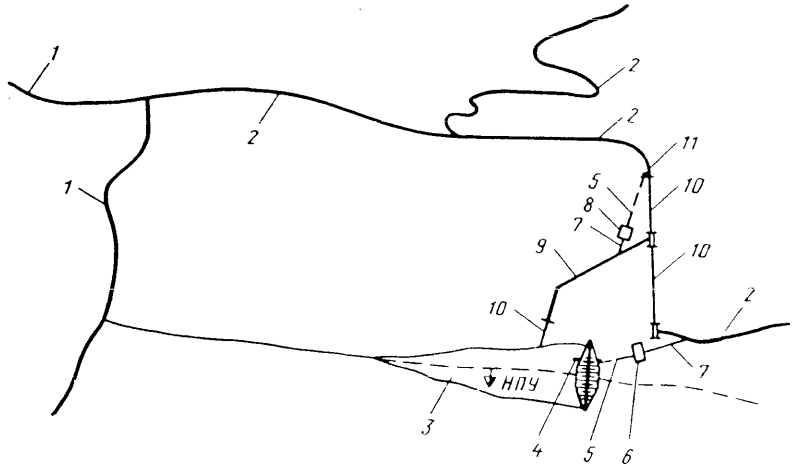


Рис. 3.8. Схема расположения малой ГЭС на переходах наполнения и опорожнения наливного водохранилища:

1 – магистральный канал; *2* – распределительный канал; *3* – наливное водохранилище; *4* – водовыпуск; *5* – напорный трубопровод; *6* – малая ГЭС на перепаде опорожнения; *7* – отводящий канал ГЭС; *8* – малая ГЭС на перепаде наполнения; *9* – подводящий канал; *10* – быстроток; *11* – водозабор

На рис. 3.8 приведена схема малой ГЭС, расположенной при наливном водохранилище. Такие водохранилища предназначены для внутрисистемного перерегулирования стока. Наполнение водохранилищ осуществляется по быстротокам, заканчивающимся консольны-

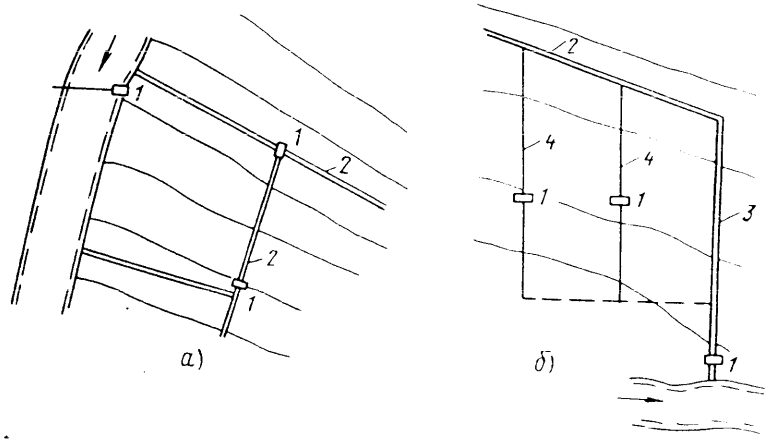


Рис. 3.9. Схемы расположения малой ГЭС на канале орошения:

а – в составе головного узла и на перепадах магистрального канала; *б* – на перепадах распределительных каналов; *1* – малая ГЭС; *2* – магистральный канал; *3* – холостой сброс; *4* – распределительный канал

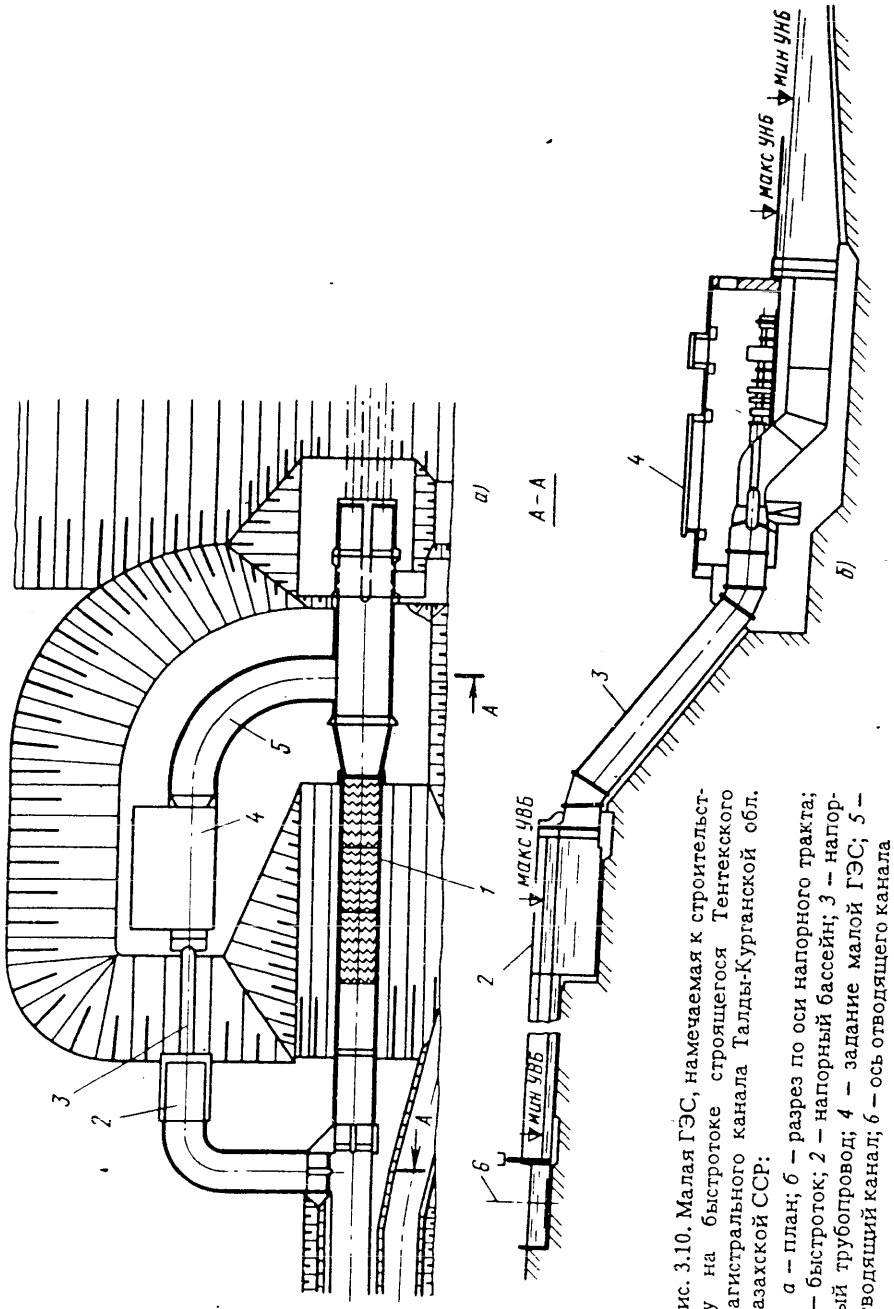


Рис. 3.10. Малая ГЭС, намечаемая к строительству на быстротоке строящегося Тентекского магистрального канала Талды-Курганской обл. Казахской ССР:

а – план; *б* – разрез по оси напорного тракта; *1* – быстроток; *2* – напорный бассейн; *3* – напорный трубопровод; *4* – задание малой ГЭС; *5* – отводящий канал; *6* – ось отводящего канала

ми водосбросами, опорожнение – через донные водовыпуски, встраиваемые в тело плотины. При наливных водохранилищах возможна пристройка малой ГЭС как на перепадах наполнения, так и на перепадах опорожнения.

На рис. 3.9 даны схемы расположения МГЭС на каналах орошения.

Расположение малой ГЭС в головном узле и в начальной части магистрального канала является наиболее удачным (рис. 3.9, *а*). Такие малые ГЭС могут работать круглый год, не нарушая режима эксплуатации оросительной системы. По данной схеме построена малая ГЭС на канале Джой-Бор Вахшской оросительной системы в Таджикистане.

Возможно сооружение малых ГЭС и на перепадах распределительных каналов (рис. 3.9, *б*). Однако их энергетическое использование не представляет такого интереса, как использование магистральных каналов, поскольку в отводы подается только часть расходов главного канала. Отводы часто работают в порядке очередности – вода поступает в один распределитель, затем в другой и т.д. Поэтому располагаемые на них ГЭС будут иметь значительно меньший энергетический объем.

Строительство малых ГЭС на перепадах каналов целесообразно осуществлять по типу деривационных. На канале перед входом в быстроток (или перепад) происходит переключение расходов из канала в параллельное русло с подводом воды к напорному бассейну и турбинным водоводам. Сопрягающие сооружения при этом могут использоваться как холостые сбросы (рис. 3.10). На строящихся каналах целесообразно строительство малых ГЭС вместо перепадного сооружения.

Таким образом, имеется значительное многообразие возможных схем сооружения малых ГЭС. Выбор оптимальной схемы требует соответствующего технического и экономического обоснования.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ МАЛЫХ ГЭС

Основными энергетическими параметрами малых ГЭС являются установленная мощность и число гидроагрегатов, годовая выработка электроэнергии, расчетный напор, расчетный расход.

В общем случае установленную мощность малой ГЭС выбирают на основании энергоэкономических расчетов, в которых определяют вытесняемую мощность тепловых электростанций, обосновывают размещение на ГЭС резервной и дублирующей мощностей, осуществляют выбор числа гидроагрегатов при различных режимах работы ГЭС и т.д.

Установленная мощность ГЭС определяется с учетом гарантированной (обеспеченной) мощности $N_{гар}$, резервной мощности $N_{рез}$ и дублирующей (сезонной) мощности $N_{сез}$.

Наиболее существенно на выбор установленной мощности малой ГЭС и выработки электроэнергии влияют характеристика энергосистемы, для работы в которой предназначена малая ГЭС (уровни и режимы электрических нагрузок, функции, возлагаемые на нее в энергосистеме, удаленность ее от центров нагрузок и др.) и степень регулирования стока.

В связи с этим определение основных параметров малых ГЭС имеет свои особенности при проектировании ГЭС в районах централизованного энергоснабжения или изолированных от энергосистем.

Малые ГЭС в зонах централизованного энергоснабжения. Для развития энергетической базы СССР характерно укрупнение единичных мощностей гидроагрегатов электростанций.

Если в 1966 г. удельный вес электростанций с энергоблоками свыше 300 тыс.кВт составлял 11,3% мощности энергосистемы, то в 1975 г. 30,5%, в 1985 г. 60%.

Известно, что экономически наивыгоднейшее распределение нагрузки между электрическими станциями системы соответствует условию равенства их относительных приростов с учетом потерь в сетях. Задача распределения нагрузки между электростанциями системы решается с точностью 2–5% (в определении перспективных графиков электрической нагрузки), а удельный вес малых ГЭС (даже мощностью 30 тыс.кВт) составляет в энергосистеме менее 2%. Поэтому изменение мощности малых ГЭС практически не сказывается на экономичности работы энергосистемы.

Эти факторы снижают требования энергосистемы к режиму работы малых ГЭС. Исходя из этого, при проектировании малых ГЭС в зонах энергосистем режим ее работы должен выбираться из условия получения на малой ГЭС наибольшей (с учетом эффективности) выработки электроэнергии.

На малых ГЭС, имеющих водохранилища с длительным циклом регулирования (сезонным, многолетним), увеличение выработки электроэнергии может быть достигнуто за счет более полного использования стока реки путем выбора оптимального режима сработки и наполнения водохранилищ. На малых ГЭС с водохранилищами с коротким циклом (суточным) регулирования увеличение выработки возможно за счет повышения среднесуточного напора ГЭС. Суточное регулирование накладывает определенные ограничения на режим работы малой ГЭС, приводящие к уменьшению суточной выработки электроэнергии за счет сработки верхнего бьефа и изменения уровня в нижнем бьефе. Следовательно, для малых ГЭС с водохранилищем с коротким циклом регулирования максимальная выработка электроэнергии будет при отсутствии регулирования, т.е. при работе на бытовом стоке с поддержанием максимального уровня в верхнем бьефе.

Однако гидроузлы только энергетического назначения в зонах централизованного энергоснабжения могут сооружаться лишь в особых случаях.

Как отмечалось ранее, основным направлением развития малой гидроэнергетики в районах централизованного энергоснабжения на ближайшую перспективу является освоение створов с готовым напорным фронтом (т.е. пристройка малых ГЭС к водохранилищам неэнергетического назначения, перепадам каналов и т.д.) или в составе вновь создаваемых комплексных гидроузлов с подчиненным значением энергетики.

Режим работы таких малых ГЭС подчинен требованиям основного водопользователя. Установленную мощность для них принимают по гарантированной с обоснованием целесообразной устанавливаемой дублирующей мощности для получения сезонной выработки электроэнергии. В этом случае установленная мощность малой ГЭС складывается из обеспеченной вытесняющей мощности (гарантированной) и дублирующей (сезонной):

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{сез},$$

при этом гарантированную мощность определяют по стоку напряженного для энергосистемы месяца (обычно декабря) в году расчетной обеспеченности для основного водопользователя. Далее ведут расчеты по повышению установленной мощности, рассматривая при этом экономическую целесообразность установки на ГЭС сезонной мощности.

Для определения основных параметров малых ГЭС, пристраиваемых к водохозяйственным объектам, необходимы следующие основные исходные данные:

многолетний ряд наблюдений за стоком в нижнем бьефе или внутригодовое распределение попусков в расчетном маловодном году и году 50%-ной обеспеченности;

уровенный режим водохранилища;

кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе $Q = f(z)$.

Основные параметры малых ГЭС определяются исходя из использования на ГЭС попусков в нижний бьеф и установки на ГЭС унифицированного оборудования. Напоры ГЭС $H_{гэс}$, м, в каждый момент времени определяются как разность уровней верхнего (УВБ) и нижнего (УНБ) бьефов за вычетом потерь напора в проточном тракте Δh:

$$H_{гэс} = УВБ - УНБ - \Delta h. \qquad (3.1)$$

Уровни воды в верхнем бьефе в каждый момент времени определяются по графику изменения уровней в водохранилище, уровни воды в нижнем бьефе – расходами воды, поступающими в нижний бьеф (независимо от того, идут ли они через турбины ГЭС, через водосброс или другие сооружения) по кривой $Q = f(z)$.

За расчетный напор ГЭС $H_р$, м, принимается средневзвешенный напор нетто:

$$H_{\text{ср.взв}} = \frac{\Sigma H_i N_i t_i}{\Sigma N_i t_i} \quad . \qquad (3.2)$$

Значение $H_р$ уточняется при выборе гидротурбин.

Мощность ГЭС, кВт, в каждый момент времени t_i определяется по формуле

$$N_i = 9{,}81\, Q_i H_i \eta_а, \qquad (3.3)$$

где H_i – напор, м, в момент времени; Q_i – расход ГЭС, м³/с; $\eta_а$ – среднеэксплуатационный КПД гидроагрегата, для малых ГЭС ($9{,}81\eta_а$) принимается равным 8.

В качестве гарантированной рекомендуется принимать мощность, соответствующую стоку декабря в маловодном году расчетной обеспеченности. Принимают ее в качестве предварительного значения установленной мощности.

Далее, подсчитав годовую выработку электроэнергии, устанавливают капиталовложения и издержки по проектируемой малой ГЭС и сопоставляют их с капиталовложениями и издержками по заменяемой электростанции. Если расчетные затраты по малой ГЭС меньше расчетных затрат по заменяемой электростанции (см.§ 3.6), ведут дальнейшие расчеты по повышению мощности, рассматривая при этом целесообразность размещения на малой ГЭС сезонной мощности для обеспечения более полного использования энергии стока.

Экономический расчет по выбору оптимального значения сезонной мощности состоит в сопоставлении расчетных затрат по малой ГЭС и заменяемой электростанции на любом интервале $\Delta N_{сез}$. При увеличении дополнительной мощности на малой ГЭС $\Delta N_{сез}$ и получении прироста сезонной выработки электроэнергии $\Delta Э_{сез}$ капиталовложения в малую ГЭС возрастают на некоторый прирост $\Delta K_{гэс}$, равный увеличению стоимости гидросилового оборудования, расширения здания ГЭС и других сооружений (водоприемника, подводящих водоводов и др.). Возрастают издержки, связанные с эксплуатацией сооружений и оборудования, и отчисления на амортизацию и ремонт $\Delta И_{гэс}$. Приращение ежегодных затрат на дополнительную (сезонную) мощность составит

$$\Delta З_{гэс} = E_н \Delta K_{гэс} + \Delta И_{гэс} = (E_н + p)\Delta K_{гэс}, \qquad (3.4)$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности; p – доля ежегодных издержек в капиталовложениях.

Уменьшение затрат по заменяемой электростанции (ТЭС) связано с экономией затрат на топливо:

$$\Delta З_{тэс} = (E_н к_т + и_т)\, \Delta B_т, \qquad (3.5)$$

где $к_т$, $и_т$ – удельные капиталовложения и ежегодные издержки на топливо (на 1 т ежегодной добычи в пересчете на условное топливо) соответственно; $\Delta B_т$ – экономия топлива (в пересчете на условное) в энергосистеме за счет введения сезонной мощности, т/год:

$$\Delta B_т = \frac{\Delta Э_{сез}\, \alpha q_т}{10^6}, \qquad (3.6)$$

α – коэффициент, учитывающий повышенный расход электроэнергии на заменяемой ТЭС по сравнению с ГЭС и равный 1,02–1,04; $q_т$ – удельный расход топлива (в пересчете на условное) на 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии, г/кВт·ч.

Критерием целесообразности повышения установленной мощности служит равенство $\Delta З_{гэс} = \Delta З_{тэс}$. Этому равенству будет соответствовать оптимальная сезонная мощность ГЭС. Дальнейшее увеличение сезонной мощности ГЭС приводит к тому, что затраты на ее получение не окупаются дополнительным энергетическим эффектом.

Среднегодовую выработку электроэнергии $Э_{ср.год}$ наиболее точно подсчитывают как среднемноголетнюю за длительный ряд наблюдения за попусками воды в нижний бьеф. Однако с достаточной для малых ГЭС точностью (учитывая их небольшой удельный вес в энергосистеме) она может быть определена по году 50%-ной обеспеченности.

Расчетный расход ГЭС вычисляется по формуле

$$Q_р = \frac{N_{уст}}{9{,}81\, H_р \eta_а} = \frac{N_{уст}}{8 H_р}, \qquad (3.7)$$

Малые ГЭС в зонах изолированного энергоснабжения. Они обычно предназначены для энергоснабжения отдельных потребителей или для работы в местных энергосистемах, графики нагрузок которых практически определяют режим и параметры малой ГЭС. Установленная мощность малой ГЭС включает гарантированную (обеспеченностью не ниже 95%), резервную и сезонную (дублирующую) мощности:

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{рез} + N_{сез}.$$

Схема выбора мощности малой ГЭС в районе изолированного энергоснабжения включает водноэнергетические и энергоэкономические расчеты по обоснованию отметки подпорного уровня, вида регулирования стока, полезной емкости водохранилища, гарантированной энергоотдачи, сопоставления вариантов строительной

части и оборудования ГЭС, определение стоимостных показателей и характеристик проектируемой малой ГЭС и экономическую оценку влияния ее установленной мощности на развитие местной энергосистемы (выявление и оценки заменяемых вариантов и т.п.). Методика и последовательность этих расчетов вследствие сопоставимости установленной мощности малых ГЭС и местной энергосистемы или потребителя ничем не отличаются от применяемых при проектировании крупных ГЭС в крупных энергосистемах. Более подробно см. в [5, 9, 12, 25].

3.4. СООРУЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТРАКТА МАЛЫХ ГЭС

Здания малых ГЭС. Широкий диапазон единичной мощности гидроагрегатов (от 100 кВт до 10 тыс.кВт), принятый в настоящее время для малых ГЭС, приводит к большому разнообразию конструктивных решений даже в пределах одного типа гидротурбин. Например, малая ГЭС с гидроагрегатами мощностью 100–300 кВт может быть выполнена в виде моноблоков, располагаемых на трубопроводе без здания вообще. В то же время малая ГЭС с гидроагрегатами мощностью 5–10 тыс.кВт по существу ничем не отличается от крупных ГЭС, и в ней реализуются те же компоновочные и конструктивные решения.

Анализ параметров перспективных малых ГЭС, намечаемых к строительству в течение ближайших 10–15 лет, позволил свести все многообразие возможных вариантов малых ГЭС с разными типами гидротурбин к нескольким, обеспечивающим достаточное покрытие требуемых на перспективу зон поля универсальной характеристики гидротурбин Q–H.

Для низких напоров ($H \leq 10$ м) и расходов (5–20 м^3/с) целесообразна компоновка малой ГЭС с пропеллерной гидротурбиной в прямоугольной камере.

Для напоров от 10 до 20 м в названном диапазоне расходов наиболее экономичной является компоновка малой ГЭС с горизонтальной осевой гидротурбиной и вынесенным в машинный зал вертикальным генератором.

Низконапорные малые ГЭС с расходом гидроагрегата 20–40 м^3/с целесообразно создавать с горизонтальными "трубными" гидротурбинами. Зона напоров от 20 м и выше перекрывается малыми ГЭС с радиально-осевыми гидротурбинами.

Вопросы разработки унифицированных агрегатных блоков для определенного диапазона напора и расхода гидротурбины для приплотинных и деривационных малых ГЭС могут быть решены относительно просто, так как габариты их определяются лишь необходимостью размещения основного и вспомогательного оборудования. Подвод воды по турбинным водоводам и отвод по открытому отводящему каналу позволяют в едином ключе для всех

малых ГЭС решить конструктивно условия примыкания последних к зданию малых ГЭС.

Привязка унифицированного проекта деривационной малой ГЭС сводится к оценке зоны работы гидротурбины при данных конкретных параметрах малой ГЭС, назначению числа гидроагрегатов и вертикальной привязке агрегатного блока, исходя из условий бескавитационной работы гидроагрегата. Кроме того, необходимо оценить достаточность несущей способности основания. Для русловых малых ГЭС задача создания унифицированного агрегатного блока значительно усложняется, так как помимо перечисленных выше аспектов необходимо также обеспечить устойчивость здания малой ГЭС для широкого диапазона инженерно-геологических условий в сочетании с различными значениями горизонтов верхнего и нижнего бьефов.

Проблема обеспечения устойчивости русловых зданий малых ГЭС осложняется тем, что длина агрегатного блока вдоль потока, определяемая, как правило, размерами проточной части гидротурбины, бывает недостаточной.

Устойчивость такого блока можно обеспечить проведением специальных инженерных мероприятий: отсыпки грунтовой призмы со стороны нижнего бьефа с отводом воды по галерее, врезки агрегатного блока в устои или бычки водосливной плотины, устройства анкерного понура, использования упора в сопрягающие сооружения нижнего бьефа.

Каждое из перечисленных мероприятий применимо в соответствующих условиях, ни одно из них не является универсальным, что не позволяет создать единую унифицированную компоновку агрегатного блока русловой малой ГЭС.

Исключением является компоновка малой ГЭС с горизонатльной "трубной" гидротурбиной. Распластанность агрегатного блока [его длина составляет (8–10) D_1, где D_1 – диаметр рабочего колеса гидротурбины] позволяет обеспечить собственную устойчивость здания малой ГЭС руслового типа.

Рекомендации по компоновке агрегатных блоков с основными типами гидросилового оборудования. Компоновка и габариты агрегатного блока с вертикальными реактивными гидротурбинами определяются в основном размерами проточной части гидротурбин.

Ширина агрегатного блока зависит от размеров турбинной камеры и толщины бычков, потому так важен обоснованный выбор ее типа и габаритов. Для напоров $H < 6$ м широкое распространение в 50-е годы получили открытые турбинные камеры (преимущественно прямоугольные в плане). На основе исследований [20] ширину такой камеры принимают $B = 3{,}5D_1$. Минимальная глубина камеры ориентировочно принимается (1,6–2) D_1.

При напорах $H > 6$ м вал гидротурбины получается чрезмерно длинным, поэтому целесообразным является переход к закрытым турбинным камерам. Закрытая турбинная камера выполняется также прямоугольной в плане по габаритам открытой камеры, лишь

5 –6882

Таблица 3.1. **Параметры бетонных спиральных камер**

Напор, м	Угол охвата, град	Тип гидротурбины	$B_{сп}/D_1$
5–15	180	ПЛ15	2,6–2,61
10–30	210	ПЛ15,20,30	2,66–2,69
30–45	240	РО45	2,78–2,81
40–75	270	РО75	2,83–2,91

Примечание. $B_{сп}$ – ширина спиральной камеры.

Таблица 3.2. **Параметры металлических спиральных камер**

Напор, м	Угол охвата, град	Тип гидротурбины	$B_{сп}/D_1$
40–115	345	РО75, РО115	3,93–3,65
110–230	350	РО170, РО230	3,37–3,1

верхнее перекрытие становится напорным. Такая конструкция может быть применена при напорах до 8–10 м; бо́льшие напоры требуют перехода к бетонным спиральным камерам. Основные параметры последних приведены в табл. 3.1.

Необходимо отметить, что выполнение бетонных спиральных камер для гидротурбины при $D_1 \leqslant 1{,}6$ м является сложной задачей с точки зрения производства работ. В этом случае необходимо ограничивать блок бетонирования верхом спиральной камеры в целях обеспечения возможности снятия опалубки стенок и устройства несъемной опалубки перекрытия спирали.

Переход на металлические спиральные камеры возможен при напорах более 20 м. Для выбора основных параметров металлических спиральных камер см. рекомендации табл. 3.2.

Данные табл. 3.1 и 3.2 могут быть использованы при отсутствии заводских чертежей проточной части гидротурбины требуемого типоразмера для предварительных проектных проработок.

Таблица 3.3. **К расчету бетонных камер**

H, м	5	10	20	30	40	50	60	70
$V_{вх}$, м/с	2,3	3	3,8	4,6	5,6	5,9	6,4	7

Таблица 3.4. **К расчету металлических спиральных камер**

H, м	40	50	100	150	200
$V_{вх}$, м/с	5	6,1	9,4	11	12

В предварительных расчетах средняя скорость во входном сечении $V_{вх}$ может быть принята в зависимости от напора H (табл. 3.3 и 3.4).

Габариты агрегатного блока зависят не только от турбинной камеры, но и от типа отсасывающей трубы. Для агрегатов малых ГЭС предпочтение должно отдаваться прямоосным коническим отсасывающим трубам, значительно упрощающим геометрию фундаментной части здания малой ГЭС. Они могут использоваться как для вертикальных (рис. 3.11), так и для горизонтальных (рис. 3.12) гидроагрегатов.

Критерием применимости конических отсасывающих труб для вертикальных гидротурбин является возможность поднять рабочее колесо над минимальным горизонтом нижнего бьефа (положительная высота отсасывания $h > 0$). При $h \leqslant 0$ применение такой трубы потребует излишне больших заглублений фундаментной плиты. В этом случае целесообразен переход на изогнутые отсасывающие трубы или, если возможно, на горизонтальную компоновку гидроагрегата с соответствующим расположением отсасывающей трубы.

Применение прямоосных конических отсасывающих труб обусловливает необходимость устройства отводящей камеры шириной B_1, м, которая вычисляется по зависимости $B_1 = (2 \div 2{,}4)D_3 + D_5$, где D_3 – сечение горловины; D_5 – выходное сечение отсасывающей трубы.

При отсутствии заводских чертежей гидротурбины можно приближенно принять $D_3 = D_1$, т.е. практически расстояние от стенки отсасывающей трубы до боковых стен камеры на уровне выходного

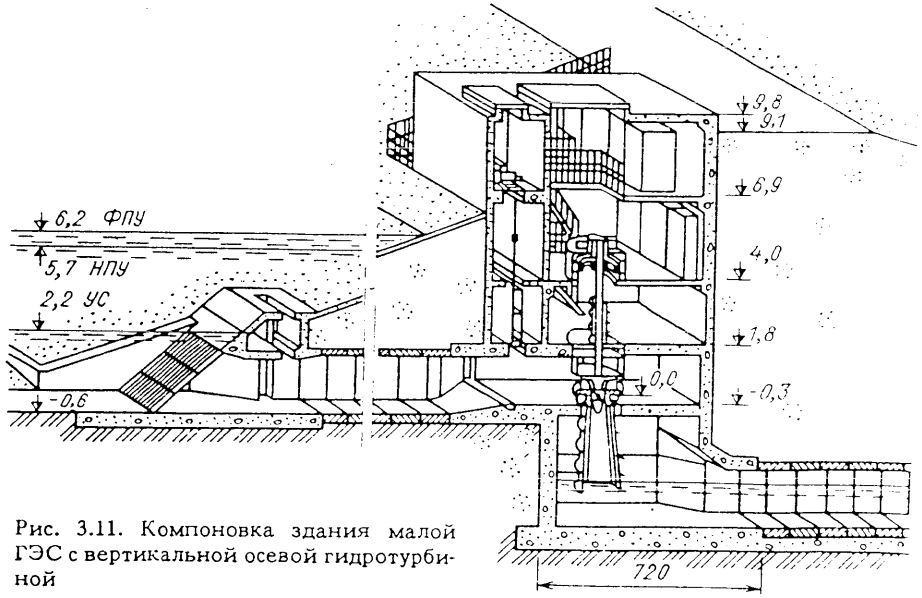


Рис. 3.11. Компоновка здания малой ГЭС с вертикальной осевой гидротурбиной

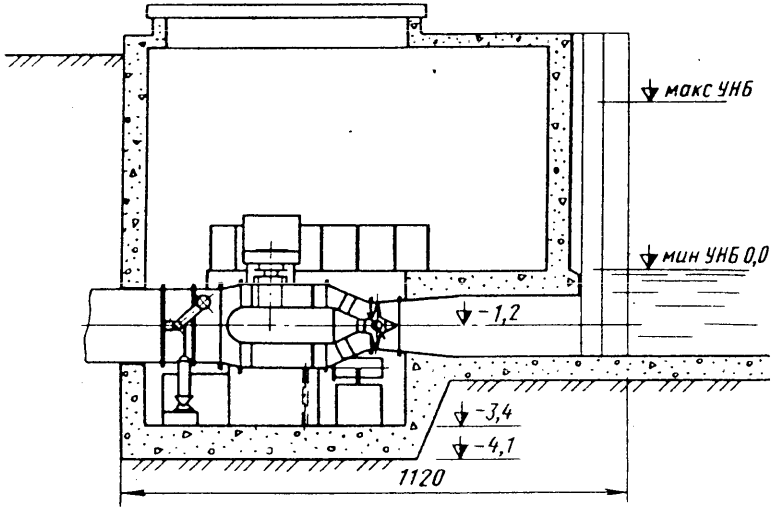


Рис. 3.12. Компоновка здания малой ГЭС с горизонтальной капсульной гидротурбиной и вынесенным в машинный зал вертикальным генератором

сечения горловины должно быть не менее диаметра рабочего колеса гидротурбины.

Длина прямоосных конических отсасывающих труб может варьироваться от 2 D_1 до 4 D_1 [10], причем бо́льшие значения [(3–4) D_1] относятся к осевым турбинам. Для радиально-осевых гидротурбин, имеющих меньшую быстроходность и соответственно меньшее значение кинетической энергии потока на участке после рабочего колеса, длина прямоосной конической отсасывающей трубы может быть снижена до (2–2,5) D_1.

Однако сокращение длины отсасывающей трубы тесно связано с необходимостью обеспечения устойчивости ее работы в режимах, отличающихся от оптимального, что особенно важно для турбин одинарного регулирования: радиально-осевых и пропеллерных. На изогнутые отсасывающие трубы необходимо переходить, как уже указывалось выше, при $h_s \leqslant 0$ и при $D_1 > 2$ м. Высоту изогнутой отсасывающей трубы для поворотно-лопастных гидротурбин принимают (1,9–2,3) D_1, для радиально-осевых 2,6 D_1, длину горизонтального участка трубы (4,0–5,5) D_1, ширину (2,5–3) D_1.

Высота установки гидротурбины зависит от следующих условий.

1. При размещении гидротурбины в открытой камере должно быть обеспечено необходимое заглубление под минимальный уровень верхнего бьефа. Для пропеллерных гидротурбин заглубление принимают равным диаметру рабочего колеса.

2. Рабочее колесо гидротурбины по отношению к минимальному уровню нижнего бьефа должно располагаться с учетом допустимой высоты отсасывания.

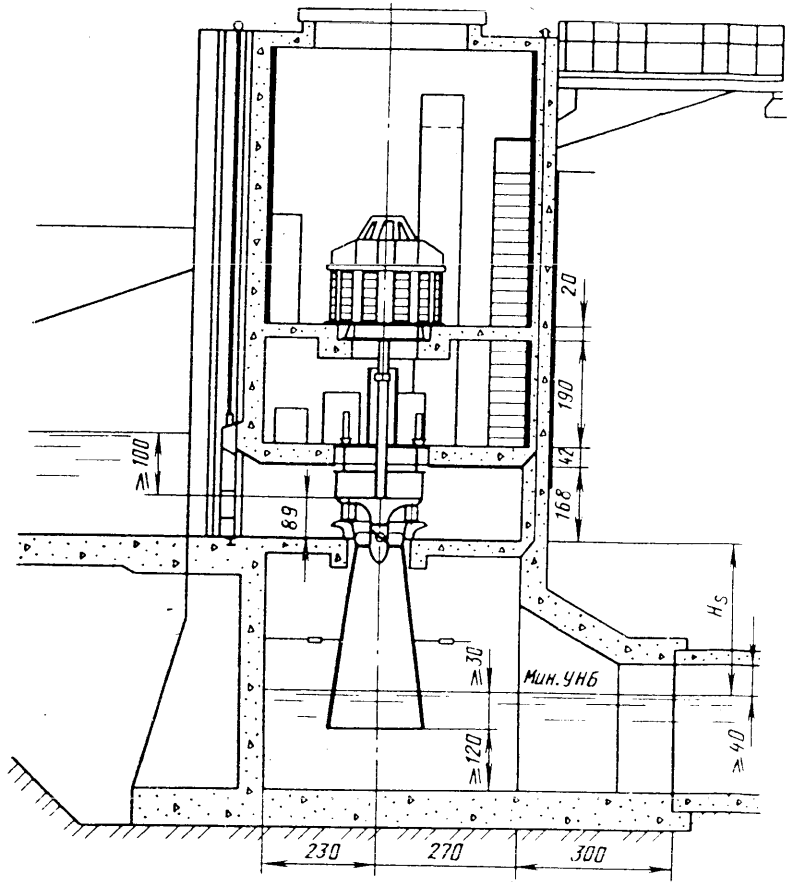


Рис. 3.13. Компоновка здания малой ГЭС с вертикальной осевой гидротурбиной с забором воды непосредственно в турбинную камеру

3. Выходное сечение конической прямоосной отсасывающей трубы должно быть заглублено под минимальный горизонт нижнего бьефа не менее чем на 0,3 м; для изогнутой отсасывающей трубы заглубление верха выходного сечения диффузора должно составлять не менее 1/4 высоты сечения.

На рис. 3.13 и 3.14 приведены примеры компоновки агрегатного блока пропеллерными гидротурбинами. Данные компоновки предусматривают расположение здания малой ГЭС в верхнем бьефе гидроузла или на перепаде канала. Простота геометрических форм агрегатного блока обусловлена применением прямоугольной турбинной камеры и прямоосной конической отсасывающей трубы. Отвод воды осуществлен по безнапорной галерее.

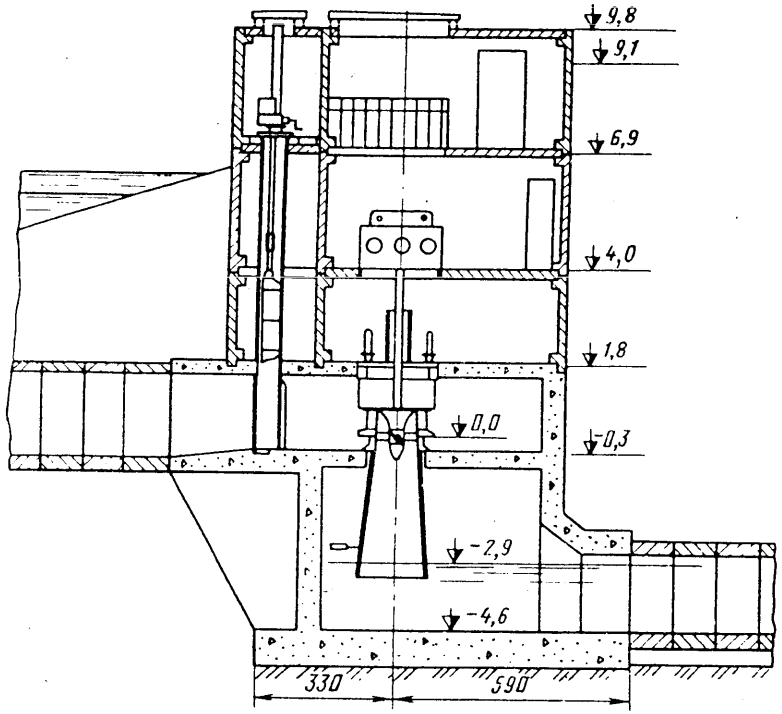


Рис. 3.14. Компоновка здания малой ГЭС с применением сборного железобетона (вариант конструкции)

Габариты агрегатного блока в плане продиктованы размерами прямоугольной турбинной камеры и генераторного помещения, где кроме генератора размещены регулятор с маслонапорной установкой (МНУ), система возбуждения, шкафы автоматики и собственных нужд.

Малые ГЭС с вертикальными радиально-осевыми гидротурбинами могут быть созданы для диапазона напоров от 20 до 150 м в основном в приплотинной и деривационной компоновках. Лишь при $D_1 < 1$ м в средне- и высоконапорных малых ГЭС предпочтение следует отдавать горизонтальной радиально-осевой гидротурбине.

На рис. 3.15 приведен пример компоновки здания МГЭС с турбиной РО45-ВМ на напоры от 20 до 45 м.

Компоновка агрегатного блока продиктована, как уже отмечалось, размерами проточной части гидротурбины, габариты верхнего строения определены по условиям размещения гидрогенераторов и прочего оборудования (гидромеханического, электротехнического, средств автоматики и т.п.).

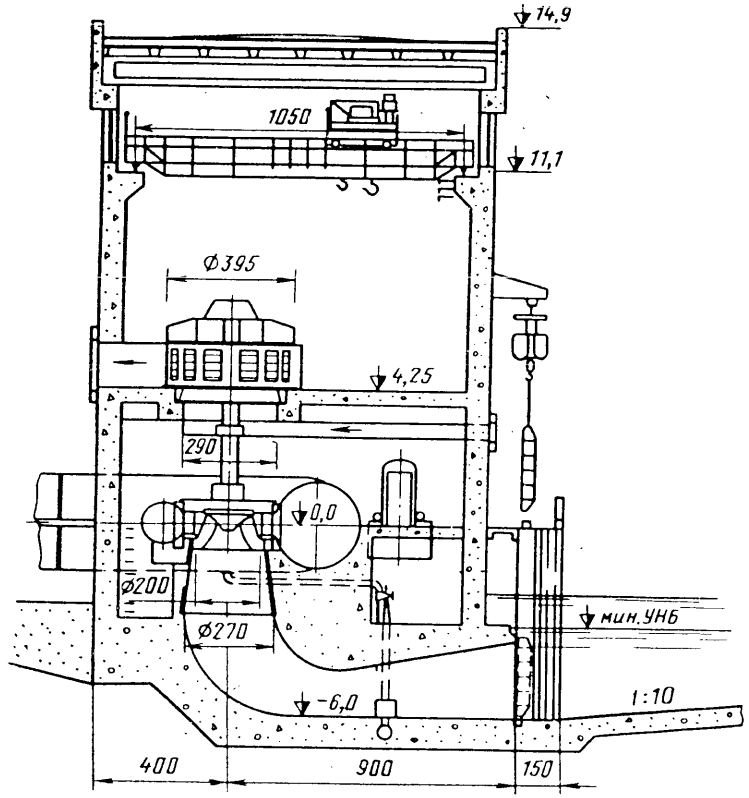


Рис. 3.15. Компоновка здания малой ГЭС с вертикальной радиально-осевой гидротурбиной

Высота верхнего строения получена исходя из габаритов эксплуатационного мостового крана и условий монтажа наиболее крупных узлов гидроагрегата.

Весьма перспективной представляется компоновка малой ГЭС с прямоосной отсасывающей трубой. При некотором увеличении заглубления подошвы фундаментной плиты применение такой отсасывающей трубы позволяет значительно упростить геометрию и ускорить строительство малой ГЭС (для гидротурбин с диаметром рабочего колеса $D_1 < 2$ м).

Перспективные компоновочные решения зданий малых ГЭС связаны с появлением новых конструкций горизонтальных осевых гидротурбин. К их числу относится турбина с S-образной отсасывающей трубой. В ЧССР ее называют "коленчатой", в США – "трубной". Последнее название принято и в СССР. Заслуживает внимания выпускаемая некоторыми зарубежными фирмами осевая капсуль-

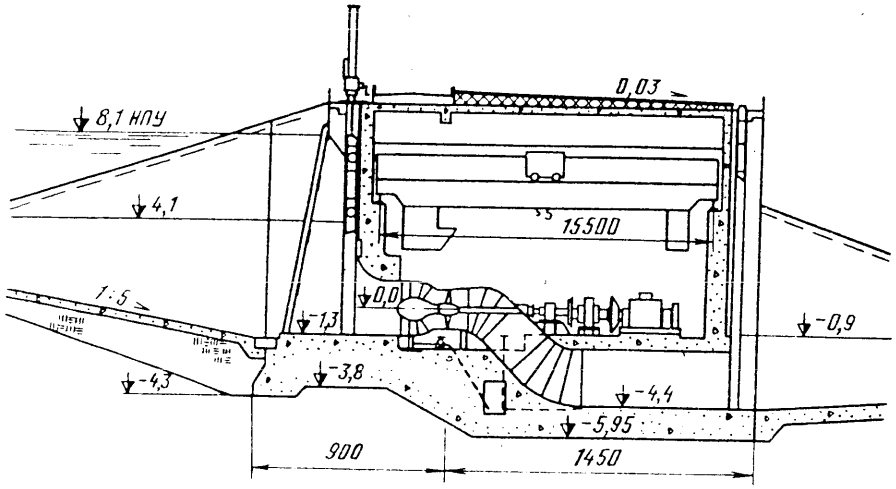


Рис. 3.16. Компоновка здания малой ГЭС с горизонтальной "трубной" гидротурбиной и вынесенным в машинный зал горизонтальным генератором

ная гидротурбина с вынесенным вертикальным генератором, соединенным с турбиной через коническую пару. Преимуществами таких гидроагрегатов являются значительное упрощение строительной части нижнего блока зданий малой ГЭС, уменьшение заглубления фундаментной плиты и уменьшение габаритов генератора за счет повышения числа оборотов. Такие гидроагрегаты включены в каталоги ведущих зарубежных фирм, выпускающих гидротурбины.

Разработка подобных гидроагрегатов ведется и в СССР. Пример компоновки агрегатного блока с горизонтальной "трубной" гидротурбиной и вынесенным в машинный зал горизонтальным генератором приведен на рис. 3.16.

Проект зданий малой ГЭС, имеющий значительную протяженность вдоль потока за счет распластанности гидроагрегата, разработан для руслового варианта компоновки в составе низконапорного гидроузла или на перепаде магистрального канала. Преимуществами горизонтального гидроагрегата являются размещение всех его узлов в пределах одного яруса, их доступность и удобство эксплуатации, небольшая высота верхнего строения, необходимая для установки мостового эксплуатационного крана.

В случае размещения малой ГЭС в примыкании к водосливной плотине появляется возможность использования козлового крана, обслуживающего затворы плотины. При этом целесообразен отказ от мостового крана и переход к машинному залу меньшей высоты, имеющему в верхнем перекрытии монтажные проемы над гидроагрегатами. Проемы перекрываются съемными крышками.

На предварительных стадиях проектирования при определении габаритов здания подобного типа руководствуются следующими соотношениями:

Диаметр предтурбинного затвора	$(1{,}2–1{,}4)D_1$
Расстояние от оси рабочего колеса до внешней кромки облицовки отсасывающей трубы	$(3{,}1–3{,}7)D_1$
Высота выходного сечения отсасывающей трубы	$(1{,}25–1{,}5)D_1$
Ширина выходного сечения отсасывающей трубы	$(2–2{,}2)D_1$
Высота от оси агрегата до низа отсасывающей трубы	$(2{,}2–2{,}8)D_1$

Более детально размеры гидроагрегата и его проточной части принимаются по чертежам заводов-изготовителей.

Агрегатный блок с горизонтальной капсульной гидротурбиной и вынесенным генератором может быть применен как для русловой, так и для плотинной или деривационной малой ГЭС. В первом случае в целях повышения отметки водоприемника и для размещения гидроагрегата над уровнем нижнего бьефа может быть использована возможность наклона оси гидроагрегата в сторону нижнего бьефа на угол 15–25° (рис. 3.17). Во втором случае по условиям подвода воды по трубопроводу целесообразней принимать горизонтальное положение оси гидроагрегата (см. рис. 3.12). Для гидротурбины одинарного регулирования (с фиксированным направляющим аппаратом) наличие предтурбинного затвора в качестве пускоостанавливающего устройства является обязательным.

Длина гидротурбины (без затвора) принимается равной $3{,}5D_1$, диаметр камеры $1{,}7D_1$, длина отсасывающей трубы $4{,}5D_1$.

Применение конической пары для передачи крутящего момента на генератор ограничивает верхний предел мощности гидроагрегата до 1–2 тыс.кВт.

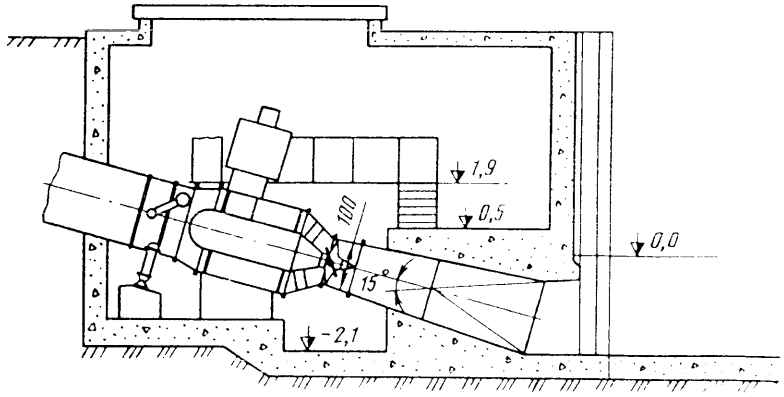


Рис. 3.17. Компоновка здания малой ГЭС при наклонном положении капсульной гидротурбины

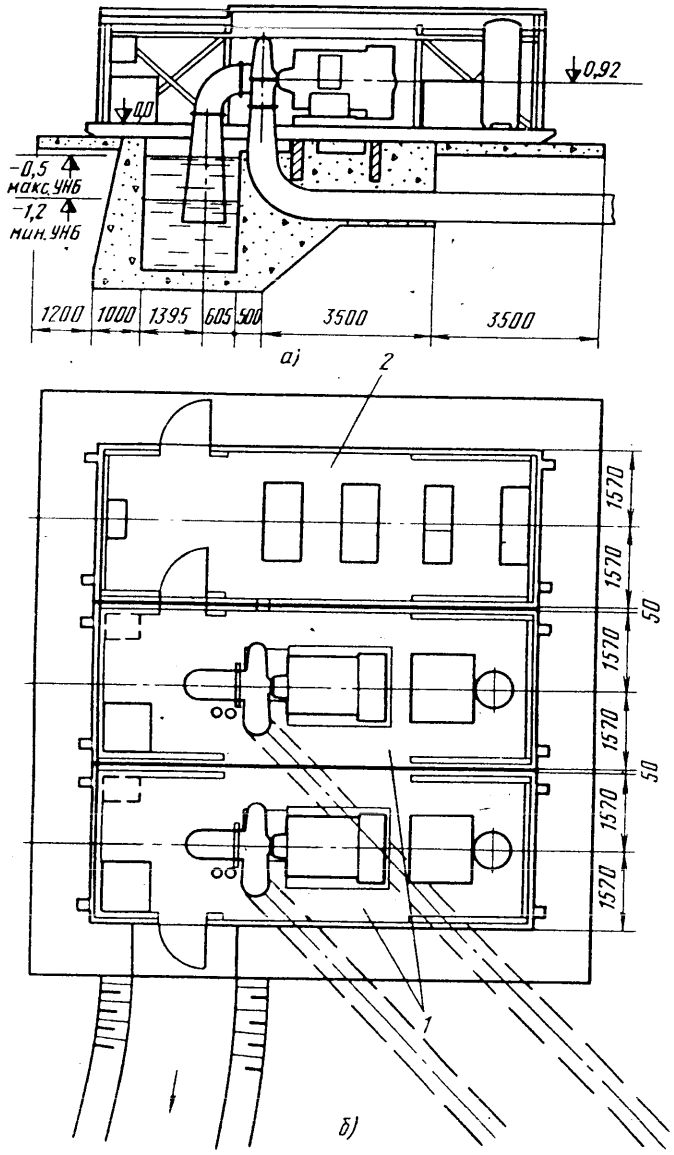


Рис. 3.18. Компоновка здания малой ГЭС из блок-секций:

а – разрез; *б* – план; *1* – агрегатная блок-секция; *2* – секция управления и автоматики

Одним из перспективных направлений на современном этапе развития малой гидроэнергетики является создание секционных малых ГЭС, собираемых из блок-секций полной заводской готовности, включая комплектную поставку оборудования, например конструкция малой ГЭС, изображенная на рис. 3.18. В агрегатной блок-секции установлен гидроагрегат мощностью 600 кВт. Кроме гидроагрегата в блок-секции установлен автоматический регулятор частоты вращения, выполненный в едином блоке с МНУ. Все системы управления, автоматики, возбуждения генератора вынесены в секцию управления и автоматики, одну на два гидроагрегата.

Несущие конструкции блок-секции изготовлены из металла, а ограждающие – из легких панелей. Съемная крышка позволяет выполнять монтажные операции с оборудованием при помощи автокрана.

На месте строительства возводится фундаментная часть малой ГЭС, включая подводящий и отводящий тракты. Блок-секции устанавливаются на фундамент, выполняется стыковка трубопроводов, опускается в отводящую камеру отсасывающая труба, и рама гидроагрегата крепится анкерами. После этого малая ГЭС готова к работе.

Применение секционных ГЭС большой мощности ограничено габаритами гидроагрегата, а также блок-секции, что обусловлено возможностями транспортных средств.

Напорные трубопроводы. При проектировании деривационных и плотинных малых ГЭС большое значение имеет правильный выбор конструкций напорных трубопроводов как в напорной деривации, так и в турбинных водоводах.

Напорная деривация является сооружением дорогостоящим, требующим, как правило, устройства уравнительного резервуара, и поэтому на малой ГЭС может быть применена лишь в исключительных случаях, например на трассе переброски стока из одной реки в другую. В этом случае напорная деривация выполняется в виде туннеля.

Турбинными водоводами принято называть участок напорных трубопроводов от водоприемника или уравнительного резервуара до гидротурбины.

По схеме водоподачи различают раздельный, групповой и объединенный подводы воды к гидротурбинам. Предпочтение той или иной схеме мжет быть отдано после их технико-экономического сопоставления с учетом конкретных условий. Однако можно сформулировать ряд общих положений, позволяющих облегчить такой выбор. Раздельный подвод воды целесообразен:

1) при небольшой длине водоводов, когда их объединение будет связано с устройством дополнительных конструктивных элементов, задвижек, развилок и др.;

2) при возможности использования стандартных труб (стальных или сборных железобетонных), если объединенная схема исключает такую возможность;

3) при ограничении размеров элементов трубопровода по условиям транспортировки.

Объединенный подвод воды применяют в случае использования в качестве турбинного водовода либо туннеля, либо бетонной галереи, а также если толщина стального трубопровода определяется не прочностными расчетами, а конструктивными соображениями, что приводит к значительной экономии металла.

Турбинные трубопроводы современных малых ГЭС выполняются либо из железобетона, либо из стали. При небольших напорах и расходах возможно применение водоводов из полимерных или асбестоцементных труб, выпускаемых промышленностью.

Стальные трубопроводы наиболее универсальны и предназначены для широкого диапазона напоров и расходов гидротурбины в различных природных условиях. Сдерживает их применение дефицит металла (в основном листового металла для сварных трубопроводов), необходимость проведения антикоррозионных мероприятий как при строительстве, так и в процессе эксплуатации. Стальные трубопроводы могут быть проложены как открыто, так и закрыто.

При открытой прокладке трубопроводы выполняются разрезными, т.е. состоящими из отдельных секций, соединенных компенсаторами (температурными или температурно-осадочными). Каждая секция имеет одну анкерную опору, воспринимающую осевые усилия, и промежуточные опоры, не препятствующие осевым перемещениям и воспринимающие только усилия, нормальные оси трубопровода (составляющие собственного веса трубопровода и воды). Анкерные опоры намечаются к установке в местах поворота оси трубопровода. В пределах секции трубопровод прямолинеен.

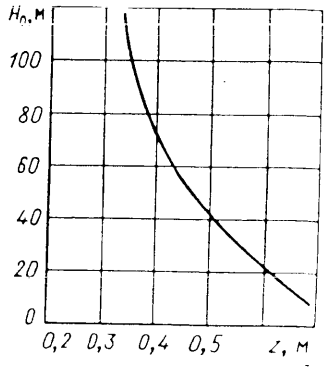
Температурные компенсаторы на турбинных водоводах малых ГЭС принимаются обычно сальникового типа. В примыкании к водоприемнику, зданию ГЭС или в местах ожидаемых значительных осадок необходимо предусмотреть температурно-осадочные компенсаторы.

Закрытые (или засыпанные) трубопроводы не испытывают значительных температурных воздействий и выполняются неразрезными. Неразрезным выполняется также и открытый криволинейный участок трубопровода, где температурные деформации компенсируются за счет изменения кривизны оси водовода. При определении диаметра турбинного водовода необходимо руководствоваться экономичностью принятого решения и необходимостью ограничения скорости во избежание гидравлического удара.

Для стальных труб предварительное определение экономически наивыгоднейшего диаметра может выполняться по приближенной формуле:

$$D_{эк} = \sqrt[7]{\frac{5{,}2Q^3_{макс}}{H_0}}. \qquad (3.8)$$

Рис. 3.19. График зависимости $z = f(H_0)$



Минимально допустимый диаметр трубопровода по условиям работы без уравнительного резервуара

$$D \geqslant \sqrt{\frac{4Q_{макс}L}{\pi k H_0 T_s}}, \qquad (3.9)$$

где $Q_{макс}$ – максимальный расход трубопровода, м³/с; L – длина трубопровода, м; H_0 – статический напор, м; T_s – продолжительность полного закрытия регулирующего органа гидротурбины, с;

$k = \frac{gz}{\sqrt{1+z}}$ – эмпирический коэффициент; g – ускорение свободного падения, м/с²; z – относительное допустимое превышение давления при гидравлическом ударе.

В зависимости от статического напора значение z определяют по графику (рис. 3.19).

Время полного закрытия регулирующего органа гидротурбины принимают равным от 3 до 8 с. При работе малых ГЭС в энергосистеме в целях отказа от уравнительного резервуара возможно увеличение T_s до 30–40 с. Если диаметр, определенный по формуле (3.9) при $T_s = 3 \div 8$ с, значительно больше экономически наивыгоднейшего, следует увеличивать T_s, прибегая к дополнительным мерам, ограничивающим разгон гидроагрегата (увеличение махового момента за счет установки либо генератора с утяжеленным ротором для вертикальных гидроагрегатов, либо маховика для горизонтальных гидроагрегатов).

Толщина оболочки стального трубопровода может быть определена по "котельной" формуле:

$$\delta \geqslant \frac{pD}{2R}, \qquad (3.10)$$

где p – внутреннее давление, кг/см²; D – внутренний диаметр трубопровода, см; R – расчетное сопротивление стали, кг/см².

Толщина оболочки стального трубопровода по конструктивным соображениям должна быть не менее:

	δ, мм
При $D < 1$ м	6
При $1 \leqslant D < 1{,}6$ м	8
При $1{,}6 \leqslant D < 4$ м	10

Более подробно вопросы расчета и конструирования стального трубопровода даны в [13].

Железобетонные трубопроводы могут применяться на малых ГЭС в основном в виде стандартных сборных раструбных труб, изготавливаемых в соответствии с ГОСТ 12586.0–83*. Такие трубы выпускаются промышленностью диаметром 500–1600 мм на напоры до 200 м. Они укладываются на подготовку из грания либо бетона.

Выполнение турбинных водоводов из монтолитного железобетона, а также сталежелезобетонными едва ли целесообразно вследствие технологических сложностей. Исключением могут оказаться трубопроводы большого диаметра ($D > 2$ м).

Водоприемники малых ГЭС. Водоприемники русловых малых ГЭС являются частью здания ГЭС. Водоприемники плотинных и деривационных малых ГЭС идентичны, по схеме водозабора их разделяют на напорные и безнапорные.

По конструкции напорные водоприемники могут быть плотинными, береговыми или башенными. Плотинные водоприемники, размещаемые в теле бетонной плотины, характерны для больших плотинных ГЭС, а для малых ГЭС такое решение является достаточно редким, поскольку для малых ГЭС высокие бетонные плотины сооружаются редко. Береговые водоприемники устраиваются в случае создания малых ГЭС при водохранилище с высокой плотиной из грунтовых материалов.

Наиболее распространенными являются башенные водоприемники. Их основной признак – отдельностоящая башня с водоприемными отверстиями. Верх отверстий заглублен под минимальный уровень верхнего бьефа на 0,5–1,0 м. Площадь отверстий назначена из условия обеспечения скорости воды на неочищаемой решетке не более 0,5 м/с, на очищаемой 1–1,2 м/с. Башенный водоприемник, как правило, имеет паз ремонтного заграждения, располагаемый за решеткой. В случае отсутствия в здании малой ГЭС предтурбинного затвора ремонтное заграждение выполняется в виде затвора, пригодного для опускания в движущийся поток.

Для маневрирования ремонтным заграждением и решеткой (если она нестационарна) на водоприемнике должны быть предусмотрены грузоподъемные механизмы в виде кранов, лебедок или винтовых подъемников.

Для очистки решетки от мусора перед ней может быть предусмотрен паз грейферного механизма.

Безнапорные водоприемники обычно являются составной частью головного узла деривационной малой ГЭС.

Основная проблема, стоящая перед проектировщиками при разработке таких сооружений, – борьба с попаданием донных наносов в энергетический тракт. Она решается применением комплекса компоновочных и конструктивных мероприятий.

К компоновочным мероприятиям следует прежде всего отнести размещение водоприемника на вогнутом берегу реки, куда в результате поперечной циркуляции потока устремляются свободные от донных наносов поверхностные струи. Водоприемник при этом рекомендуется располагать ниже середины криволинейного участка русла. При отсутствии подходящего поворота русла могут быть использованы инженерные способы создания искусственной поперечной циркуляции потока, в качестве одного из них можно рекомендовать струенаправляющие системы М.В. Потапова.

К конструктивным мерам следует отнести решения, обеспечивающие промывку осажденных наносов. Это водоприемник "тирольского" типа с донной водозаборной галереей, защищенной от попадания наносов решеткой. Недостатком его является регулярное засорение решетки крупными наносами. Более надежную работу показывают шахтные водоприемники. В них вертикальные решетки не подвержены засорению донными наносами, однако забиваются плавающим мусором и требуют периодической промывки.

При наличии большого числа мелких фракций наносов существует опасность их выпадения в отводящей галерее и ее засорения, поэтому весьма ответственным является обеспечение скоростей воды, при которых заиление не произойдет.

3.5. ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

Условия строительства малых ГЭС в различных районах страны отличаются многообразием. Поэтому и подход к организации строительства не может быть единым, он должен учитывать особенности размещения ГЭС. При организации строительства конкретной малой ГЭС возможен один из трех вариантов ее возведения:

малая ГЭС строится в составе гидроузла комплексного назначения одновременно со всеми сооружениями;

малая ГЭС пристраивается к уже существующему гидроузлу, находящемуся в эксплуатации;

малая ГЭС является основным объектом строительства на новой площадке.

При сооружении малой ГЭС в составе водохозяйственных объектов все строительные работы по ГЭС должны вестись генеральными подрядными организациями при участии специализированных организаций в монтаже оборудования.

В связи с относительно небольшим объемом работ организация строительства малой ГЭС определяется общей схемой строительства гидроузла, его производственной базой. Это должно учитываться при выборе конструктивно-технологических решений по малой ГЭС. Так, например, если на гидроузле в основном применяется монолит-

---

*ГОСТ 12586.0–83. Трубы железобетонные напорные виброгидропрессованные. Технические условия.

ный бетон, а число идентичных малых ГЭС в прилегающих районах мало, более целесообразным может оказаться сооружение данной малой ГЭС при гидроузле в монолитных конструкциях.

При размещении строящейся малой ГЭС вблизи производственной базы достаточно крупной гидростроительной организации в последней целесообразно сформировать специальную бригаду, силами которой и вести сооружение малой ГЭС. При массовом строительстве малых ГЭС в каком-либо районе, где нет таких крупных коллективов, более целесообразно создание специализированной организации. В частности, это может потребоваться на Дальнем Востоке для строительства малых ГЭС на Камчатке и в Приморье, в Таджикской ССР и т.д.

При размещении стройплощадки малой ГЭС на значительном удалении от крупных населенных пунктов и сложной транспортной схеме более целесообразно вести строительные работы экспедиционным или вахтовым методом с ближайшей производственной базы. Аналогично должна организовываться работа по пристройке малых ГЭС к существующим эксплуатируемым гидроузлам.

Важнейшим условием создания экономичных малых ГЭС является их строительство в кратчайшие сроки. Так, малые ГЭС мощностью 1 тыс. кВт должны строиться в пределах 1 года, мощностью 1–5 тыс. кВт – за 2 года, 5–30 тыс.кВт – за 3 года. Их возведение в короткие сроки полностью зависит от правильного выбора конструктивно-компоновочных решений, схемы возведения сооружений, организационно-технической подготовки строительства. Основными направлениями сокращения сроков строительства малых ГЭС являются:

1) строительство однотипных малых ГЭС на основе унифицированных проектов;

2) строительство малых ГЭС, удаленных от производственных баз, силами передвижных специализированных бригад, механизированных колонн с применением вахтового метода привлечения рабочей силы;

3) применение только временного жилья (общежитий), материальных складов и других производственных и непроизводственных объектов в основном в виде передвижных, контейнерных и сборно-разборных конструкций;

4) максимальное применение в конструкциях сборных элементов и блоков, блок-секций заводского изготовления;

5) комплектная постановка технологического оборудования блоками заводского изготовления;

6) электроснабжение строительства от сети или передвижных дизельных электростанций, водоснабжение от водопроводной сети или временной насосной станции, из реки или скважины, воздухоснабжение от передвижных компрессоров;

7) инертные материалы по-возможности должны завозиться из существующих районных карьерных хозяйств;

8) при отсутствии дорог, особенно в удаленных и труднодоступных районах строительства малых ГЭС, необходимо использовать временные дороги, автозимники, водный и авиатранспорт без сооружения специальных длинных подъездных автодорог постоянного действия.

При сооружении здания малой ГЭС на существующем водохранилище отпадает необходимость в строительстве жилья в полном объеме (здесь возможно полное или частичное использование поселков), объектов соцкультбыта, инженерных коммуникаций и автомобильных дорог. Все это, а также возможность частичного или полного использования существующих подсобных сооружений значительно ускорят строительство здания ГЭС.

При возведении здания ГЭС в составе строящихся гидроузлов одновременно с прочими сооружениями используются поселки и подсобные предприятия гидроузла, а также возникает необходимость в некотором их расширении.

Схема возведения основных сооружений малых ГЭС определяется компоновкой и конструктивными решениями сооружений.

Земляные работы. Сооружение перемычек, выемка котлованов и водоотлив в них, возведение земляной плотины должны осуществляться подрядными организациями в соответствии с календарным графиком строительства.

Укомплектованность строительства маханизмами должна соответствовать общей схеме производства земляных работ и принятым способам разработки, транспортировки и укладки грунтов. При выборе типов механизмов, их числа следует учитывать расположение карьерных грунтов в районе строительства, условия залегания грунтов в карьерах, их физико-механические свойства и интенсивность укладки грунтов в плотину.

При производстве земляных работ используются экскаваторы с емкостью ковша 1,25–2,5 м^3, автосамосвалы грузоподъемностью 10–12 т, автоскреперы с емкостью ковша 10–15 м^3, бульдозеры с двигателями мощностью 100–180 л.с., передвижные компрессоры, катки массой около 25 т, насосы и буровзрывные механизмы, а также земснаряды производительностью 40–100 тыс.м^3 в месяц при целесообразности укладки грунтов в тело плотины способом гидромеханизации.

Бетонные работы. На площадке строительства малой ГЭС они должны быть сведены до минимума применением конструкций заводского изготовления: крупных блоков, быстромонтируемых панелей, блок-секций и др.

Сооружение здания ГЭС, водосбросных сооружений, крепление откосов бетоном на площадке осуществляются комплексными механизированными бригадами.

Ввиду малого объема бетонных работ по зданию ГЭС и другим объектам эти работы выполняют в теплый период года, что значительно упрощает строительную часть бетонного и арматурного

6–6882

хозяйств и опалубочной мастерской. В полном объеме необходимо использовать вахтовый метод. Жильем для рабочих могут служить передвижные специализированные вагончики.

Функции опалубочной мастерской в основном сводятся к ремонтным работам и изготовлению простой опалубки. Стационарная опалубка изготовляется на бетонных заводах и доставляется на стройплощадку.

В качестве основных бетоноукладочных механизмов для возведения сооружений целесообразно использовать автокраны грузоподъемностью 10–15 т, работающие с бадьей емкостью 1,6 и 0,8 м^3. Подвоз бетонной смеси осуществляют автосамосвалами. Необходимо внедрять для строительства малых ГЭС бетононасосы и миксеры, что позволит на некоторых ГЭС полностью отказаться от бетонного и гравиесортировочного хозяйств с использованием существующих в районных центрах и близлежащих городах.

На строительстве малых ГЭС в удаленных и труднодоступных районах могут найти применение здания ГЭС из наплавных конструкций, изготавливаемых в доках на значительном удалении от стройплощадки и доставляемых к месту установки с уже смонтированным оборудованием, по аналогии с построенной Кислогубской ПЭС мощностью 500 кВт.

Монтажные работы. Важнейшим условием сокращения сроков строительства и повышения качества установки оборудования является его комплектная поставка с головного предприятия-изготовителя.

Монтажу на малой ГЭС подлежит гидромеханическое, гидросиловое, электротехническое и механическое оборудование.

Это оборудование должно поступать комплектно в блочном виде заводского изготовления непосредственно на место строительства с последующей установкой и монтажом этих элементов в здании ГЭС. Монтаж оборудования производится строительными кранами грузоподъемностью 10–25 т.

Для выполнения этих работ привлекаются специализированные организации Гидромонтаж, Спецгидроэнергомонтаж и Гидроэнергомонтаж с командированием рабочей силы к месту работы, а также с использованием вахтового метода.

Для ГЭС небольшой мощности (особенно с горизонтальными гидроагрегатами), сооружаемых в виде блок-секций, возможна полная установка оборудования на головном предприятии-изготовителе оборудования, что практически исключает работы по монтажу оборудования на стройплощадке и существенно сокращает сроки строительства.

Следует отметить, что строительство малых ГЭС в массовых масштабах сопряжено с организационными трудностями, главными из которых являются удаленность от производственных баз многих малых ГЭС, расположенных в слабообжитых районах, необходимость переброски на большие расстояния механизмов для выполнения

малых объемов работ, нежелание строительных организаций и ведомств неэнергетического профиля выполнять несвойственную им работу.

3.6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МАЛЫХ ГЭС

Целесообразные масштабы ввода малых ГЭС в топливно-энергетический комплекс страны, конкретные объекты строительства определяются в результате экономического анализа расчетами экономической эффективности их строительства. Основным методом оценки экономической эффективности сооружения малых ГЭС, как и для обычных гидроэнергетических объектов, является метод сравнительной эффективности. По этому методу сопоставляются затраты, связанные с сооружением и последующей эксплуатацией рассматриваемого энергетического объекта, с аналогичными затратами по альтернативному проектному решению, обеспечивающему одинаковый энергетический эффект при соблюдении надежности и качества энергоснабжения в соответствии с требуемыми нормативами. Экономически оправданным является вариант, имеющий наименьшие затраты.

В обычных экономических расчетах использование метода сравнительной эффективности предполагает обязательное выполнение условий экономической и технической сопоставимости сравниваемых вариантов. Условия экономической сопоставимости предусматривают приведение к сопоставимому виду, с одной стороны, разных по характеру производства затрат – единовременных капиталовложений и длительно продолжающихся ежегодных издержек производства, с другой – разных во времени абсолютных значений этих затрат. В применении к малым ГЭС, которые характеризуются небольшими сроками строительства (до 1–2 лет) и быстрым освоением их мощности и выработки электроэнергии, примерно такими же, как и в альтернативном решении, разновременность затрат можно не учитывать, т.е. экономическое обоснование затрат производить без учета фактора времени.

Условия технической сопоставимости варианта малой ГЭС и альтернативного решения обеспечиваются выравниванием их энергетического эффекта с соблюдением нормативов надежности и качества энергоснабжения.

В этих условиях обобщающей экономической характеристикой и варианта строительства малой ГЭС, и альтернативного решения в соответствии с Типовой методикой эффективности капитальных вложений [33] являются приведенные затраты, рассчитанные по формуле

$$З = E_н K + И, \qquad (3.11)$$

где K – единовременные капитальные вложения по данному вари-

анту строительства; $И$ – годовые эксплуатационные издержки; $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый равным 0,08–0,12.

Критерием экономической целесообразности строительства конкретной малой ГЭС является соотношение приведенных затрат в варианте малой ГЭС и альтернативном решении. Строительство данной малой ГЭС считается экономически обоснованным, если приведенные затраты в альтернативном решении превышают аналогичные затраты при сооружении малой ГЭС, т.е.

$$\frac{З_а}{З_{гэс}} = \frac{E_н K_а + И_а}{E_н K_{гэс} + И_{гэс}} > 1, \qquad (3.12)$$

где $З_{гэс}$ и $З_а$ – приведенные затраты соответственно в варианте строительства ГЭС и альтернативном решении; $K_{гэс}$ и $K_а$ – единовременные капиталовложения в варианте строительства ГЭС и альтернативном решении; $И_{гэс}$ и $И_а$ – годовые эксплуатационные издержки в варианте ГЭС и альтернативном решении.

Количественно оценить годовой экономический эффект $Э_{год}$ от сооружения малой ГЭС можно разницей приведенных затрат:

$$Э_{год} = З_а - З_{гэс} = E_н (K_а - K_{гэс}) + (И_а - И_{гэс}). \qquad (3.13)$$

Экономическую эффективность сооружения малой ГЭС можно также оценивать показателем срока окупаемости дополнительных капиталовложений. Так, за счет экономии на годовых издержках производства

$$T_{ок} = \frac{K_{гэс} - K_а}{И_а - И_{гэс}} \leqslant T_н, \qquad (3.14)$$

где $T_н$ – нормативный срок окупаемости капиталовложений, равный обратной величине нормативного коэффициента эффективности $E_н$.

Капиталовложения в строительство ГЭС в конечном итоге определяются высотой подпорных сооружений и числом устанавливаемых на ней гидроагрегатов. Обосновывают эти параметры для крупных и средних ГЭС довольно сложными экономическими расчетами, поскольку даже небольшое их изменение влечет многомиллионные затраты, значительные изменения в структуре мощностей энергетической системы и оказывает существенное влияние на экологическую обстановку прилегающей территории.

Малые ГЭС, как правило, не претендуют на сколько-нибудь существенную роль ни в развитии экономики района, ни в энергетической системе. Целесообразность их строительства вызывается прежде всего стремлением к вовлечению в топливно-энергетический баланс страны как можно больше возобновляемых энергоресурсов в целях экономии органического топлива. Вместе с тем, конечно, нельзя пренебрегать и их так называемым мощностным эффектом. Безусловно, при установленной мощности энергосилового оборудования в современных энергосистемах, измеряемой десятками миллионов киловатт, малые ГЭС мощностью даже в несколько тысяч киловатт не могут выполнять те же функции, что и обычные крупные и средние электростанции, а именно регулирование частоты тока и напряжения в сети межсистемных перетоков мощности и энергии, обеспечение функции системного резерва мощности и энергии. Тем не менее малые ГЭС могут сыграть положительную роль в повышении надежности энергоснабжения местного района, в частности при внезапных или предусмотренных заранее отключениях от электросетей отдельных энергетических районов или потребителей.

Исходя из этого, для малых ГЭС допустим более упрощенный подход при выборе их параметров по сравнению с общепринятым для крупных и средних гидроэлектростанций. В частности, нормальный подпорный уровень их водохранилищ, который определяет высоту подпорных сооружений, целесообразно в общем случае не выбирать, а назначать из условия минимума затоплений и отрицательного влияния на уже сложившееся природопользование. В каждом конкретном случае всегда существуют факторы, ограничивающие возможный уровень подпора – выход на пойму, затопление и подтопление важных транспортных коммуникаций, населенных пунктов, объектов народного хозяйства. В пределах этих ограничений, чтобы получить максимальный энергетический эффект, целесообразно стремиться к созданию наибольшего напора.

Упрощенно следует подходить и к выбору установленной мощности малых ГЭС. Возложение на малые ГЭС функции резерва мощности и энергии местного района предполагает полноценное использование их мощности в расчетных, как правило, зимних графиках электрической нагрузки этого района. Исходя из одинаковых требований ко всем электростанциям к покрытию нагрузки местного энергетического района, используемая мощность $N_{исп}$ конкретной малой ГЭС, например, с водохранилищем суточного регулирования будет определяться в этом случае так:

$$N_{исп} = \frac{\overline{N}_{сут}}{\gamma}, \qquad (3.15)$$

где $\overline{N}_{сут}$ – среднесуточная (среднезимняя) мощность малой ГЭС; γ – плотность расчетного графика электрической нагрузки местного района (при отсутствии данных можно принимать равной 0,5).

Для малой ГЭС, не имеющей регулирующего сток водохранилища, т.е. работающей на естественном стоке,

$$N_{исп} = \overline{N}_{сут}. \qquad (3.16)$$

Далее, из стандартного гидросилового оборудования по водно-энергетическим характеристикам конкретного створа подбирается тип гидроагрегатов, число которых должно быть таким, чтобы их суммарная мощность была не меньше $N_{исп}$. Окончательно число гидроагрегатов, т.е. установленная мощность малой ГЭС, определяется экономическим расчетом путем сопоставления затрат на установку дополнительных гидроагрегатов, сверх необходимых для покрытия $N_{исп}$, с экономией затрат по топливу для компенсации сезонной выработки электроэнергии малой ГЭС по формуле

$$E_н K_{\Delta N} + И_{\Delta N} \leqslant \Delta Э_{гэс} З, \qquad (3.17)$$

где $K_{\Delta N}$ и $И_{\Delta N}$ – капиталовложения и ежегодные издержки на дополнительный гидроагрегат малой ГЭС; $Э_{гэс}$ – прирост выработки электроэнергии на малой ГЭС при установке дополнительного гидроагрегата; $З_т$ – замыкающие затраты по топливу[1] в энергосистеме, в которой намечается использовать малую ГЭС.

После выбора НПУ и установленной мощности малой ГЭС производится оценка экономической эффективности ее сооружения посредством сопоставления затрат на строительство и эксплуатацию малой ГЭС с затратами в альтернативном решении по энергоснабжению. При этом капиталовложения в строительство $K_{гэс}$ включают в себя затраты в основные подпорные сооружения здания ГЭС, на приобретение и монтаж силового оборудования и подсоединение к энергосистеме, а также затраты на создание водохранилища – санитарная очистка ложа, перенос отдельных сооружений, жилых домов, переселение людей, мероприятия по защите от затопления и подтопления прилегающих территорий. Ежегодные издержки по малым ГЭС и $И_{гэс}$ в общем случае состоят из амортизационных отчислений и расходов на эксплуатацию. Для малых ГЭС, сооружаемых при действующих водохранилищах неэнергетического назначения, когда преобладают затраты на оборудование, ежегодные издержки будут составлять примерно 4% капиталовложений в малую ГЭС, а для специально сооружаемых малых ГЭС со своим водохранилищем годовые издержки можно принимать около 3%.

В альтернативном решении при возможном использовании малой ГЭС в качестве источника аварийного энергоснабжения местного района, в зонах централизованного энергоснабжения для этого следует рассматривать строительство сравнительно недорогих газотурбинных электростанций (ГТЭ). Мощность ГТЭ должна соответствовать используемой мощности малых ГЭС, которые в нормальных условиях эксплуатации энергосистемы будут находиться в резерве. Эффект малых ГЭС по выработке электроэнергии в этом

[1]Затраты на наиболее дорогое топливо в топливно-энергетическом балансе данного района.

случае будет выражаться экономией топлива, замыкающего топливно-энергетический баланс энергосистемы. Для изолированных энергетических районов, обычно отдаленных и труднодоступных, в качестве альтернативы малым ГЭС следует рассматривать сооружение дизельных электростанций, по мощности также рассчитанных на используемую мощность малых ГЭС с соответствующим расходом топлива.

Помимо оценки сравнительной экономической эффективности строительства малых ГЭС обычно требуется определять и их абсолютную эффективность, т.е. проектную рентабельность. В отличие от хозрасчетной рентабельности в условиях эксплуатации, которая учитывает стоимость обмена мощностями и электроэнергией между энергосистемами и другие факторы конкретной эксплуатации, проектная рентабельность более упрощенно определяется отношением прибыли от реализации электроэнергии к капиталовложениям на строительство малых ГЭС:

$$P = \frac{Д - И_{гэс}}{K_{гэс}} 100, \qquad (3.18)$$

где P – проектная рентабельность; $Д$ – годовой доход от реализации электроэнергии.

Годовой доход $Д$ рекомендуется определять по применяемым в хозрасчетной практике тарифам на электрическую энергию с учетом отчислений на доставку ее от электростанции до потребителя.

Для предварительного определения капиталовложений по малой ГЭС можно воспользоваться формулой, основанной на статистической обработке данных по малым ГЭС севера США и Канады (с корректировкой эмпирического коэффициента на условия СССР):

$$K_{гэс} = 1200\,(NH^{0,3})^{0,82}, \qquad (3.19)$$

где N – мощность ГЭС, кВт; H – расчетный напор, м.

Для определения ежегодных эксплуатационных издержек может быть рекомендована формула

$$И_{гэс} = 996\,N^{0,543}, \qquad (3.20)$$

где $И_{гэс}$ – издержки, руб/год.

Следует подчеркнуть, что эти соотношения эмпирические, основанные на средних данных на уровне цен 1985 г.

Пример расчета. Определим экономическую эффективность строительства малой ГЭС при водохранилище неэнергетического назначения, предназначенном для промышленного водоснабжения.

Построенная малая ГЭС будет работать в составе крупной энергосистемы, в которую в настоящее время входят несколько тепловых, атомных и гидравлических электростанций большой мощности.

В результате сооружения водохранилища создается напор около 10 м, который может быть использован для выработки электроэнергии на гидроэлектростанции. Постоянный попуск из водохранилища по требованиям водоснабжения с расходом 2,2 м³/с обеспечивает среднесуточную мощность зимой маловодного года в размере 170 кВт. По плотности графика элетрической нагрузки прилегающего к малой ГЭС района, равной 0,5, используемая мощность малой ГЭС в расчетном графике составит 340 кВт. Этим условиям использования из имеющегося ряда стандартного оборудования удовлетворяют гидроагрегаты единичной мощностью 180 кВт. По используемой мощности 340 кВт принимается установка двух гидроагрегатов суммарной мощностью 360 кВт. Установка третьего гидроагрегата экономически не оправдывается из-за незначительного прироста сезонной выработки электроэнегии. Таким образом, установленная мощность данной малой ГЭС принята равной 360 кВт. При этой мощности среднемноголетняя выработка электроэнергии малой ГЭС составит 2,6 млн.кВт·ч.

При расчете экономической эффективности малой ГЭС в данном случае следует принимать во внимание лишь те затраты, которые связаны с включением гидроэлектростанции в состав сооружений гидроузла. В сводном расчете стоимости эти затраты определены в размере 251,9 тыс.руб., причем доля оборудования в них составила 56%.

Амортизационные отчисления по этой ГЭС, подсчитанные по применяемым в настоящее время нормам, составили 6,33 тыс.руб., т.е. примерно 2,5% капиталовложений в ее строительство. Исходя из анализа ежегодных издержек эксплуатации по существующим малым ГЭС и необходимости полной автоматизации управления, эксплуатационные годовые издержки по ГЭС определены в размере 5 руб. на 1 кВт установленной мощности. Суммарные годовые издержки в этом случае оцениваются в размере 8,13 тыс. руб.

В нормальных условиях эксплуатации данная малая ГЭС будет работать не по требованиям энергосистемы, а по требованиям потребителей воды, и лишь в аварийных ситуациях допускается ее использование для энергоснабжения наиболее ответственных потребителей местного района.

В качестве альтернативы сооружению малой ГЭС можно рассматривать строительство газотурбинной электростанции (ГТЭ), используемой в качестве аварийоного резерва энергосистемы, с удельными капиталовложениями 114 руб/кВт и годовыми издержками эксплуатации (без топлива) 11,4 руб/кВт. Учитывая крайне редкое использование аварийного резерва, затраты по топливу, расходуемому на электростанциях энергосистемы для компенсации выработки электроэнергии малой ГЭС, следует оценивать по стоимости замыкающего

Таблица 3.5. **К определению экономической эффективности строительства малой ГЭС**

Показатель	ГЭС	ГТЭ
Установленная мощность, кВт	360	367
Годовая выработка электроэнергии, млн.кВт·ч	2600	2700
Годовой расход топлива, т условного топлива	–	950
Капиталовложения, тыс.руб.	251,9	41,8
Ежегодные эксплуатационные расходы, тыс.руб.	8,13	4,18
Годовые затраты по топливу, тыс.руб.	–	55,1
Приведенные затраты (0,12 *К* + *И*), тыс.руб/год	38,36	64,3

топливно-энергетический баланс твердого топлива в резмере от 45 (в ближайшие годы) до 60 руб. (в отдаленной перспективе) за тонну условного топлива.

Результаты расчета экономической эффективности строительства данной гидроэлектростанции представлены в табл. 3.5.

Некоторое отличие в установленной мощности и выработке электроэнергии в вариантах ГЭС и ГТЭ обусловлено разной аварийностью оборудования, разным расходом мощности и электроэнергии на собственные нужды электростанций и разными коэффициентами готовности оборудования.

Из приведенных данных следует, что народнохозяйственные затраты в варианте малой ГЭС в 1,7 раза ниже, чем по варианту с ГТЭ. Дополнительные капиталовложения в ГЭС по сравнению с ГТЭ окупаются экономией годовых издержек производства с учетом затрат топлива за 4,1 года. При оценке дохода от реализации электроэнергии у потребителя в среднем по 2,2 коп/(кВт·ч) рентабельность эксплуатации ГЭС составит 12,9%, что почти в 2 раза выше, чем в среднем по всем предприятиям Минэнерго СССР за 1985 г. Таким образом, сооружение гидроэлектростанции мощностью 360 кВт при этом водохранилище представляется вполне эффективным мероприятием.

При экономических расчетах эффективности малых ГЭС важное значение имеет оценка унификации принятых проектных решений и стандартизации конструкций оборудования. В этом отношении в нашей стране пока нет современного опыта, на основании которого можно было бы дать не только качественную, но и количественную оценку эффекта унификации и стандартизации. Для ориентировочной оценки применения унификации сооружений и стандартизации оборудования можно взять пример строительства шести малых ГЭС в Индонезии (подробно см. §7.2).

Общее уменьшение стоимости этих шести ГЭС в результате унификации проекта составило около 25%.

Таким образом, значительное снижение затрат на строительство малых ГЭС можно получить за счет применения унифицированных проектов и организации поточного строительства одновременно нескольких (куста) таких ГЭС одной строительной организацией.

Глава 4

ОСНОВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАЛЫХ ГЭС

4.1. КРАТКИЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ОБЗОР

К основному технологическому оборудованию ГЭС относят гидротурбину с органами управления, генератор с системой возбуждения, повышающий трансформатор, ячейку высоковольтного выключателя, т.е. то оборудование, которое обеспечивает технологический процесс преобразования гидравлической энергии в электрическую и выдачу ее потребителю.

Развитие малой гидроэнергетики и создание необходимых для нее гидроагрегатов происходили по следующему пути. В России в середине XVIII в. с развитием горной металлургии на Урале и Алтае началось массовое применение водяных колес. Они использовались в качестве приводов для кузнечного и чугунолитейного производств. В 60-е годы XVIII в. К.Д. Фролов на Алтае построил деривационную систему длиной 2,2 км с водяными колесами диаметром 18 м. В конце XIX века началось бурное производство малых гидротурбин. Были созданы гидротурбины Фролова, Фурнейрона, Жинваля, Френсиса, Пельтона. Интересно отметить, что, несмотря на довольно скромное место России в ряду промышленно развитых стран в начале XX в., к 1910 г. у нас насчитывалось 45 000 гидравлических двигателей общей мощностью 500 тыс.кВт. Только один завод Балакшина на Алтае выпускал в год до 100 гидротурбин.

Дальнейшее развитие технологии привело к тому, что экономическая эффективность получения энергии сместилась в сторону использования энергии топливных ресурсов Земли. Малая гидроэнергетика развивалась незначительно. Все заводы малых гидротурбин перед Великой Отечественной войной выпускали не более сотни малых гидротурбин в год.

Возрождение массового строительства малых ГЭС с 1943 г. потребовало организации крупносерийного производства малых турбин и гидрогенераторов. Было создано конструкторское бюро при Всесоюзном институте гидромашиностроения (ВИГМ), в дальнейшем преобразованное в Центральное конструкторское бюро гидромашин (ЦКБГМ). Этот коллектив не только проделал весьма большую работу по унификации и стандартизации малых гидроагрегатов, но и провел организационную работу по созданию и комплектации всего

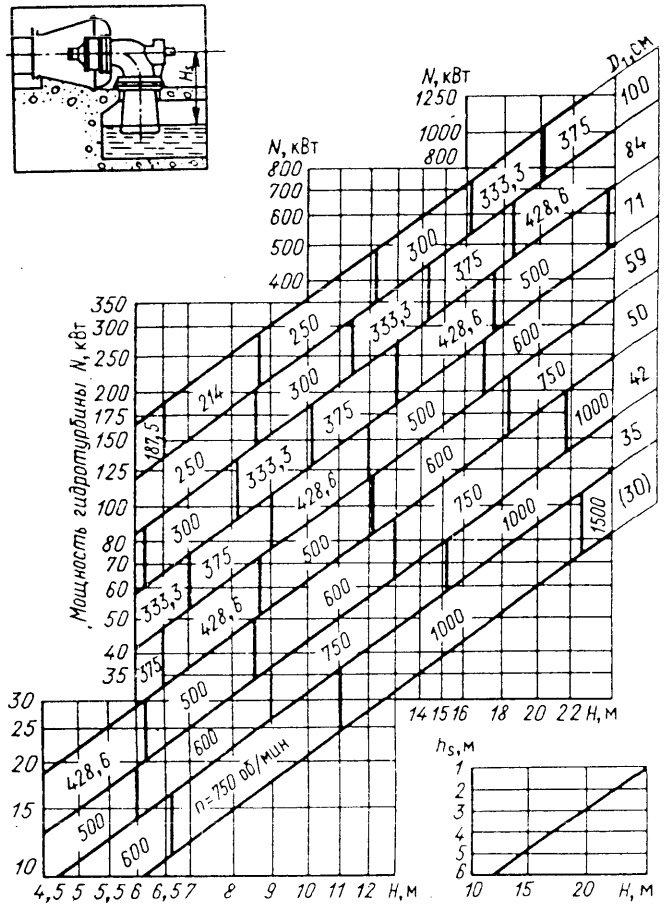


Рис. 4.1. Область применения гидротурбины Ф300-ГФ:

$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900} - \frac{D_1}{2}$, где H_s – в м; h_s принимается по графику: $h_s = f(H)$ м; ∇ – отметка над уровнем моря, м

технологического оборудования малых ГЭС: гидрогенераторов, передач от гидротурбины к гидрогенератору, систем регулирования, вспомогательного оборудования. Одновременно учеными и конструкторами ВИГМа и тесно с ними связанного генераторного завода "Уралэлектроаппарат" были разработаны и внедрены ряд новых и оригинальных конструкций малых гидроагрегатов. Большой личный вклад в создание малых гидроагрегатов внесли известные советские ученые и конструкторы: В.С. Квятковский, И.В. Котенев, Н.М. Щапов,

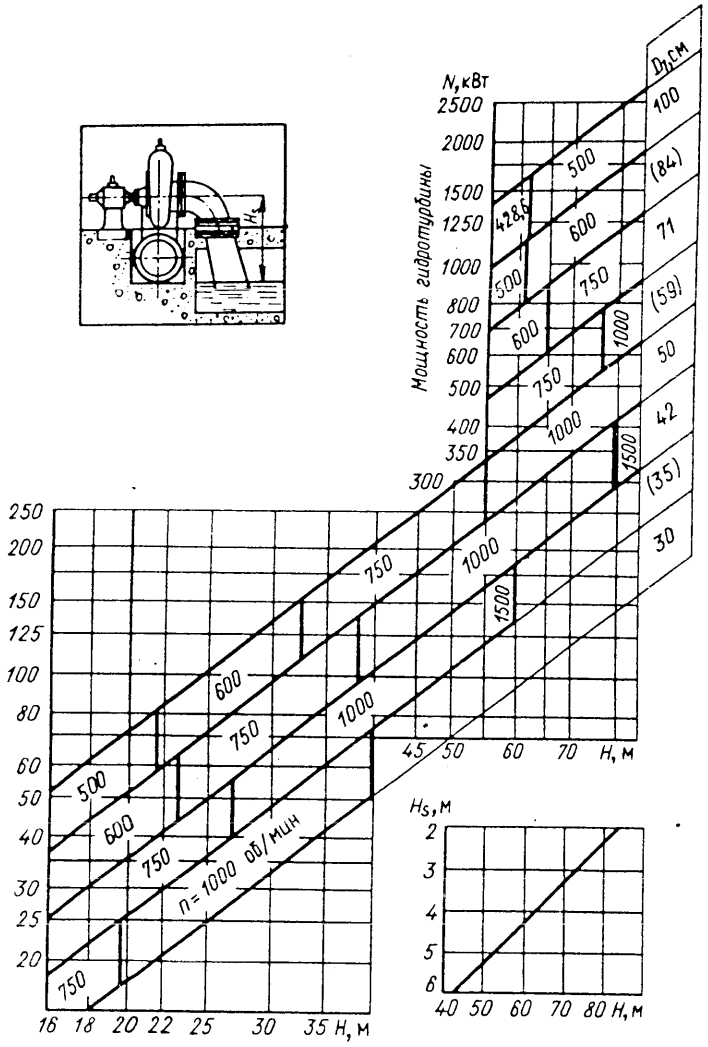


Рис. 4.2. Область применения гидротурбины Ф13-ГМ:

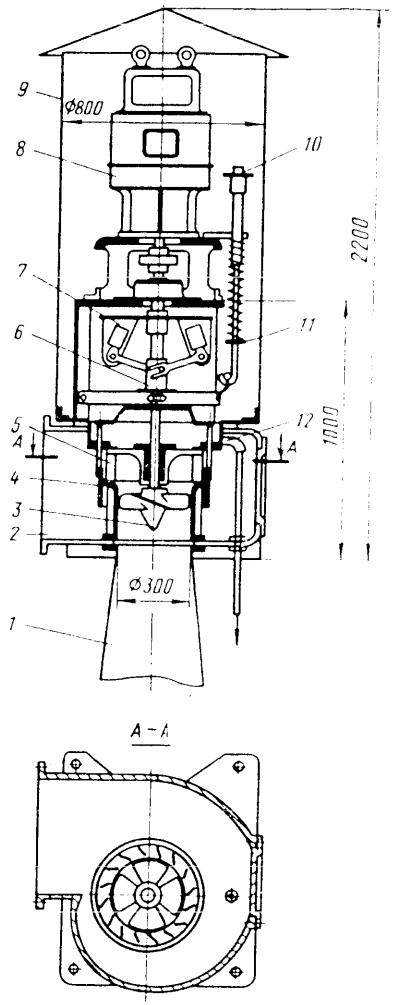
$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900} - \frac{D_1}{2}$, где H_s – в м; h_s – принимается по графику: $h_s = f(H)$, м; ∇ – отметка гидротурбины над уровнем моря, м

М.М. Орахелашвили, М.Н. Квитко, Г.Ф. Строев, Н.А. Комиссаров, К.Ф. Костин, Б.Н. Нейман, Г.И. Кривченко, Б.А. Вахрамеев и др.

Выпуск стандартных малых гидроагрегатов был организован на нескольких заводах СССР: Уральском заводе гидромашин (г. Сысерть), Ереванском насосном, Московском насосном им. М.И. Калинина, Рижском турбинном, Щелковском заводе и др. Генераторы для малых ГЭС изготовлялись на заводе "Уралэлектроаппарат" (г. Свердловск), Лысьвенском турбогенераторном, Электромеханическом заводе им. М.И. Калинина (г. Баранча). Общее число выпускаемых малых гидроагрегатов достигло 1000–1500 в год.

Рис. 4.3. Гидроагрегат микроГЭС конструкции И.В. Котенева:

1 – отсасывающая труба; *2* – камера турбины; *3* – рабочее колесо; *4* – цилиндрический затвор; *5* – направляющий аппарат; *6* – муфта маятника; *7* – центробежный маятник; *8* – генератор; *9* – кожух; *10* – штурвал ручного управления; *11* – цилиндрический штурвал для изменения числа оборотов; *12* – сливная труба



Два примера номограмм для выбора малых гидротурбин из действовавшей в 50-е годы номенклатуры даны на рис. 4.1 и 4.2. Номенклатура малых гидротурбин дополнялась номенклатурой соответствующих гидрогенераторов, а также, в необходимых случаях, клиноременной (или ременной) передачей к гидрогенератору. В целях удешевления оборудования и упрощения его обслуживания были разработаны новые схемы управления гидротурбиной, например с применением цилиндрического щита вместо направляющего аппарата и регулятора прямого действия с приводом от вала гидротурбины (рис. 4.3).

По мере развития энергосистем с 50-х годов начался процесс консервации малых ГЭС. Однако в 70-х годах интерес к ним возрождается повсеместно. С 1983 г. в СССР вновь начались планомерные работы по изучению и практическому использованию малых ГЭС, а

энергомашиностроительные заводы приступили к разработке гидросилового оборудования для малых ГЭС на современном технологическом уровне.

4.2. ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАЛЫХ ГЭС

Определение "гидросиловое оборудование" объединяет то оборудование, которое служит для преобразования гидравлической энергии в электрическую (с заданными параметрами). Исходя из этого к гидросиловому оборудованию малой ГЭС относят гидротурбину с регулятором частоты вращения, гидрогенератор с системой возбуждения, ускоряющую передачу между гидротурбиной и генератором, предтурбинный затвор.

4.2.1. Гидротурбины

Гидротурбина, преобразующая гидравлическую энергию в механическую энергию вращающегося вала, характеризуется следующими основными энергетическими расчетными параметрами: напором (давлением) воды перед входом в турбину, частотой вращения, соответствующей оптимальному КПД, и расходом воды, соответствующим первым двум параметрам. Мощность гидротурбины выражается через напор и расход, т.е.

$$N_т = 9{,}81 Q H \eta_т, \tag{4.1}$$

где $N_т$ – мощность на валу гидротурбины, кВт; Q – расход воды, м^3/с; H – напор нетто, м; $\eta_т$ – КПД гидротурбины при соответствующих H, Q и частоте вращения.

Частота вращения n, об/мин, соответствующая оптимальным условиям работы гидротурбины, зависит от геометрии ее проточной части (быстроходности гидротурбины) и определяется по коэффициенту быстроходности n_s, который по своему физическому смыслу представляет частоту вращения геометрически подобной гидротурбины мощностью $N = 1$ кВт при напоре $H = 1$ м, работающей с оптимальным КПД, об/мин:

$$n_s = n N^{0,5} H^{-1,25}. \tag{4.2}$$

Коэффициент быстроходности не является постоянным, а зависит от типа гидротурбины и с прогрессом в технологии машиностроения будет постепенно увеличиваться. Ограничением к применению гидротурбин высокой быстроходности является их кавитация: образование пузырьков пара в зоне высоких скоростей воды в проточной части гидротурбины с последующим их захлопыванием и сопутствующим разрушением металла гидротурбины. Поэтому с

ростом напора оптимальный коэффициент быстроходности уменьшается. Для ориентировочных расчетов при отсутствии заводских характеристик гидротурбины можно пользоваться следующей среднестатистической зависимостью коэффициента быстроходности от напора:

$$n_s = (3200\text{–}4100)\, H^{-0,5} \text{ (для ПЛ турбин)}; \tag{4.3}$$

$$n_s = (2350\text{–}3500)\, H^{-0,5} \text{ (для РО турбин)}. \tag{4.4}$$

В СССР при выборе гидротурбин для конкретных условий их установки, как правило, коэффициентом быстроходности не пользуются. Когда проектировщик располагает конкретными, а не среднестатистическими характеристиками гидротурбин отечественных заводов, гораздо удобнее пользоваться параметрами гидротурбин, приведенными к условному диаметру рабочего колеса $D_1 = 1$ м и напору $H = 1$ м:

$$n_I = D_1 H^{-0,5}; \tag{4.5}$$

$$Q_I = Q D_1^{-2} H^{-0,5}. \tag{4.6}$$

В координатах этих двух приведенных параметров строятся универсальные характеристики гидротурбин, получаемые на основе достаточно точных лабораторных испытаний на гидровлических моделях, с диаметром рабочего колеса около 500 мм. В качестве примеров на рис. 4.4–4.8 приведены универсальные характеристики ПЛ и РО гидротурбин: ПЛ15/1019–46 предназначена для работы в диапазоне напоров 2–15 м, ПЛ 30/800–46 – для работы при $H = 10 \div 30$ м, ПЛ60/642–46 – для работы при $H < 70$ м, РО45/820–46 – для $H < 45$ м и РО170/803–43 – для $H < 170$ м.

На рис. 4.9–4.11 и в табл. 4.1–4.3 даны установочные размеры серийных малых гидротурбин (по номенклатуре 1950 г.).

Определение основных параметров гидротурбины на основе этих универсальных характеристик производится следующим образом:

для заданного диапазона напоров выбирается тип рабочего колеса (для перекрываемых диапазонов можно сравнить два типа), устанавливаются расчетный напор $H_р$*, расход, и по ним определяется расчетный диаметр рабочего колеса:

$$D_1 = Q^{0,5} Q_I'^{-0,5} H_р^{-0,25}. \tag{4.7}$$

---

*Расчетный напор – это минимальный напор в заданном диапазоне, при котором будет обеспечена установленная мощность.

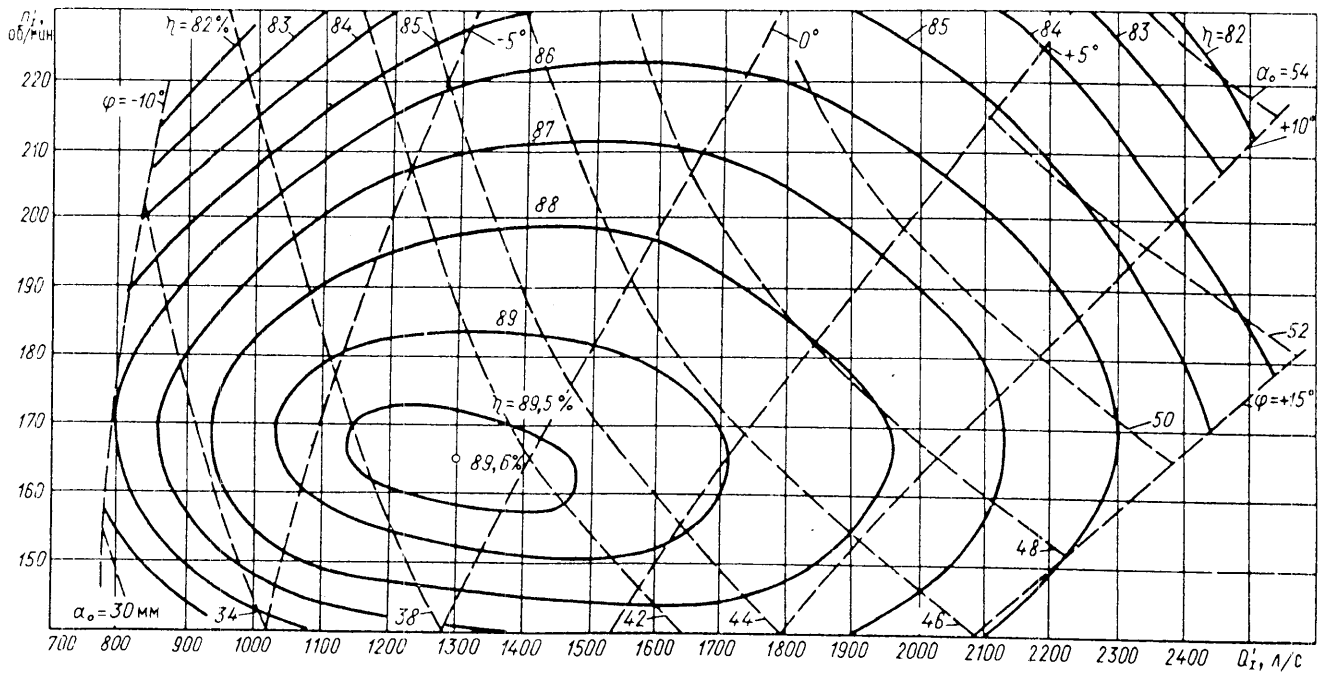


Рис. 4.4. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ15/1019—46

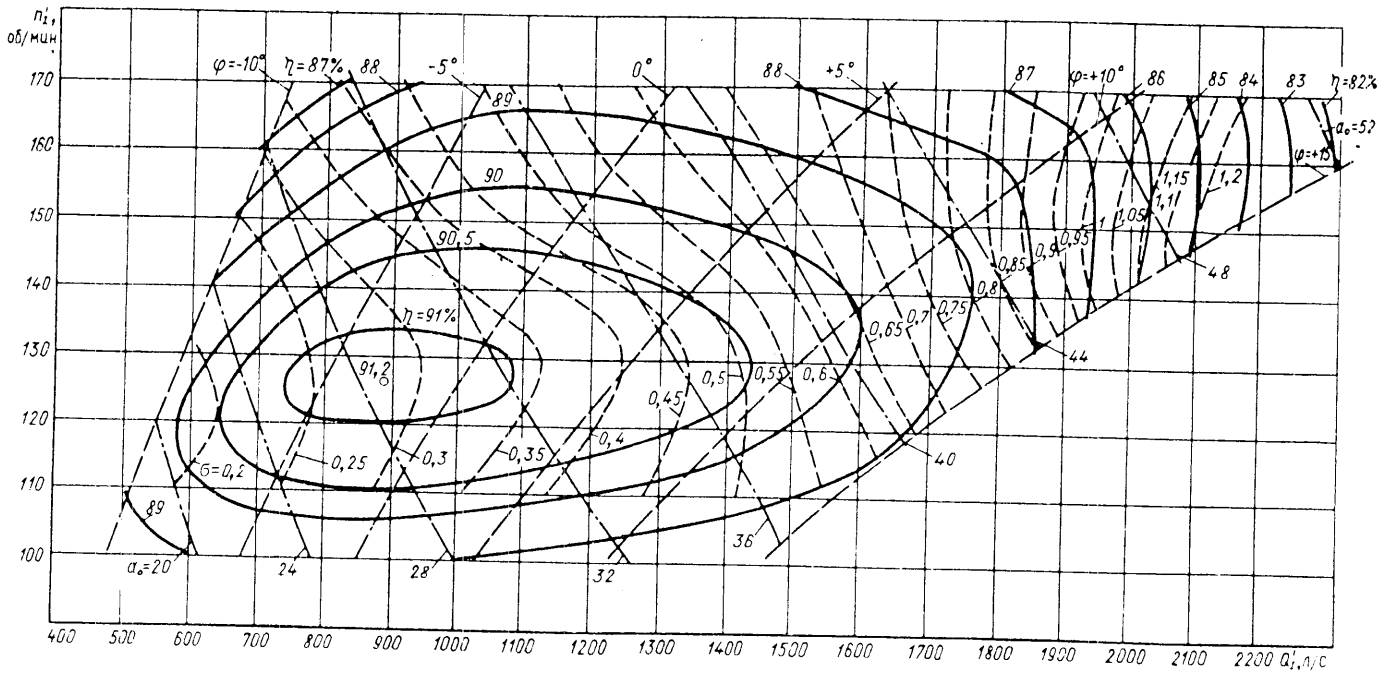


Рис. 4.5. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ30/800—46

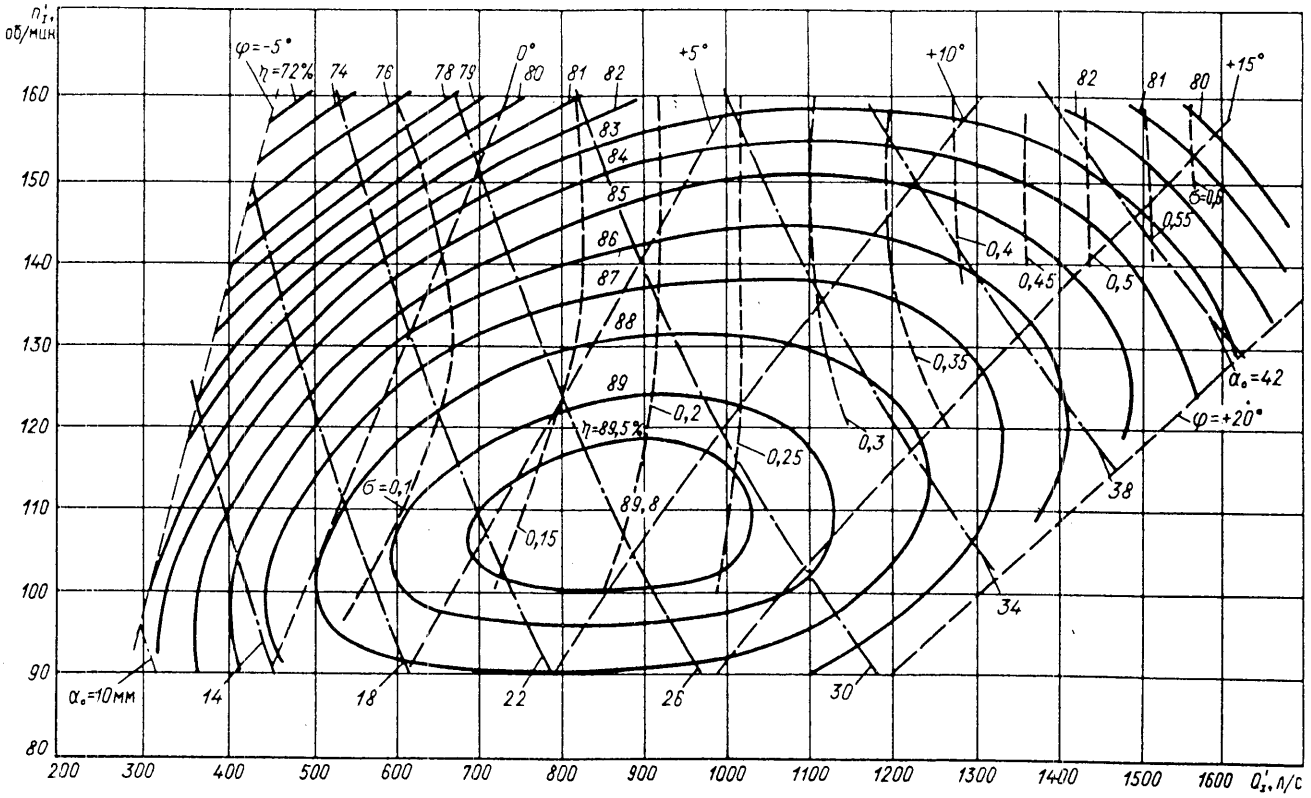


Рис. 4.6. Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ60/642–46

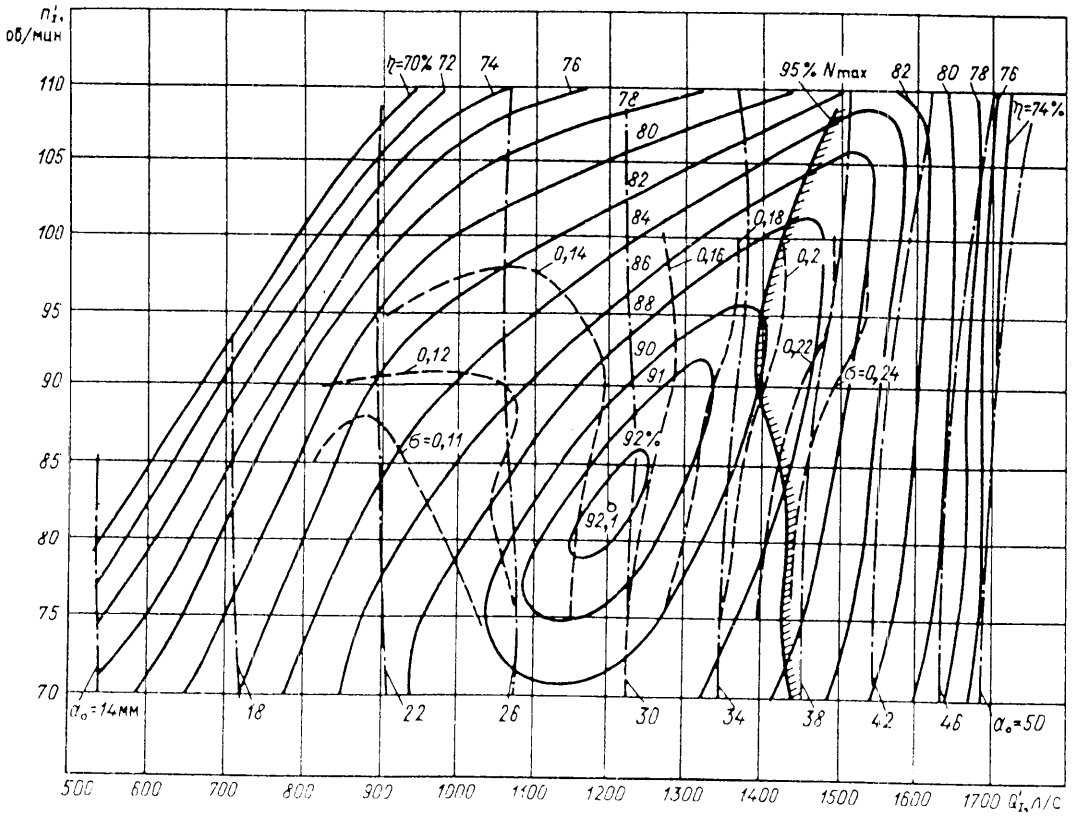


Рис. 4.7. Универсальная характеристика гидротурбины РО45/820–46

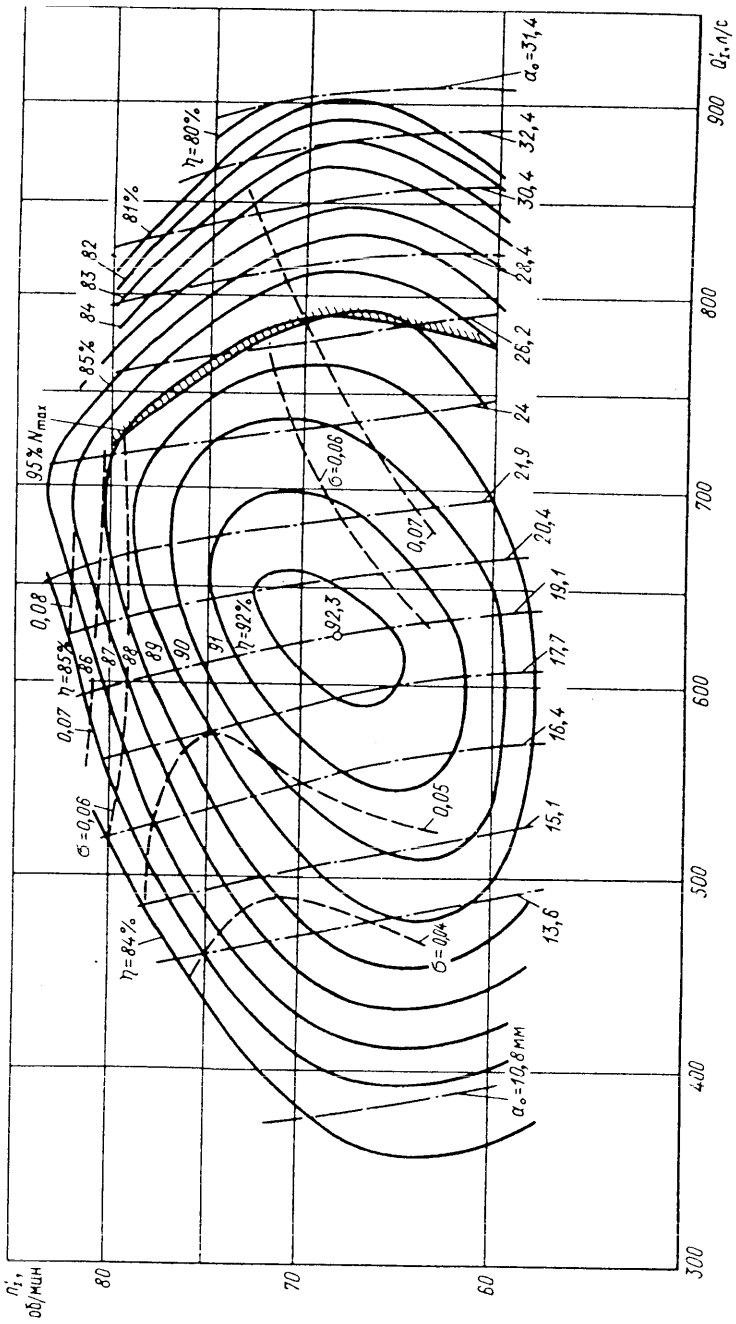


Рис. 4.8. Универсальная характеристика гидротурбины РО170/803—43, 55

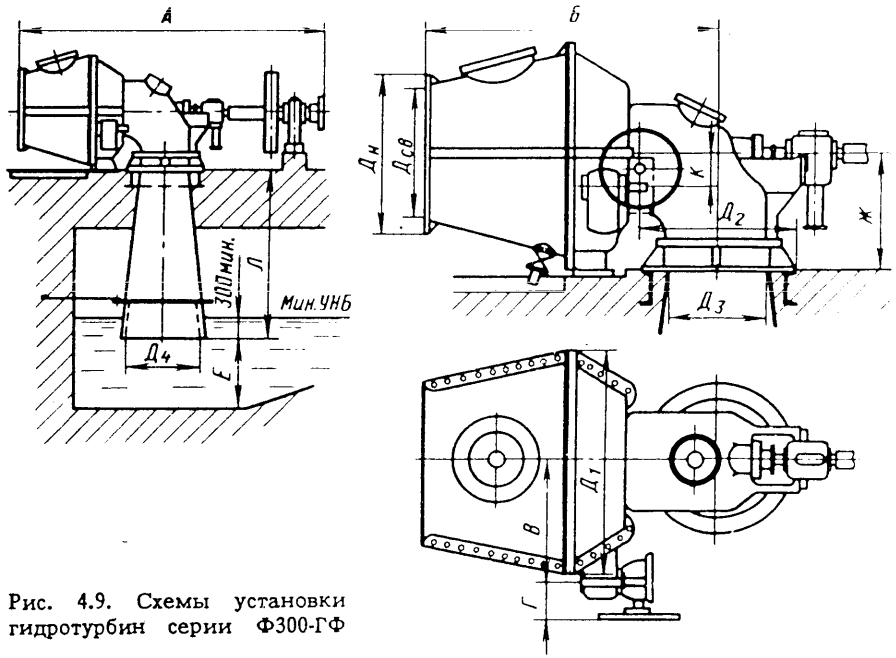


Рис. 4.9. Схемы установки гидротурбин серии Ф300-ГФ

Таблица 4.1. **Основные установочные размеры гидротурбин серии Ф300-ГФ, мм**

Марка турбины	А	Б	В	Г	$Д_{св}$	$Д_н$	$Д_б$
ГФ-35	3500	1600	650	220	600	755	705
ГФ-42	3700	1700	760	220	800	975	920
ГФ-50	4000	2000	860	220	1000	1175	1120
ГФ-59	4800	2500	1000	260	1000	1175	1120
ГФ-71	5400	3000	1120	260	1200	1390	1320
ГФ-84	6000	3300	1250	260	1600	1790	1730

Марка турбины	$Д_1$	$Д_2$	К	Ж	$Ж_1$	Масса, кг
ГФ-35	1155	785	225	570	800	1350
ГФ-42	1320	890	215	645	900	1600
ГФ-50	1560	1000	255	740	1000	2250
ГФ-59	1775	1140	225	880	1150	3200
ГФ-71	2090	1310	290	1000	1300	4300
ГФ-84	2400	1480	350	1140	1450	5800

Примечание. Общая масса указана без отсасывающей трубы, шкива, концевого подшипника и муфты.

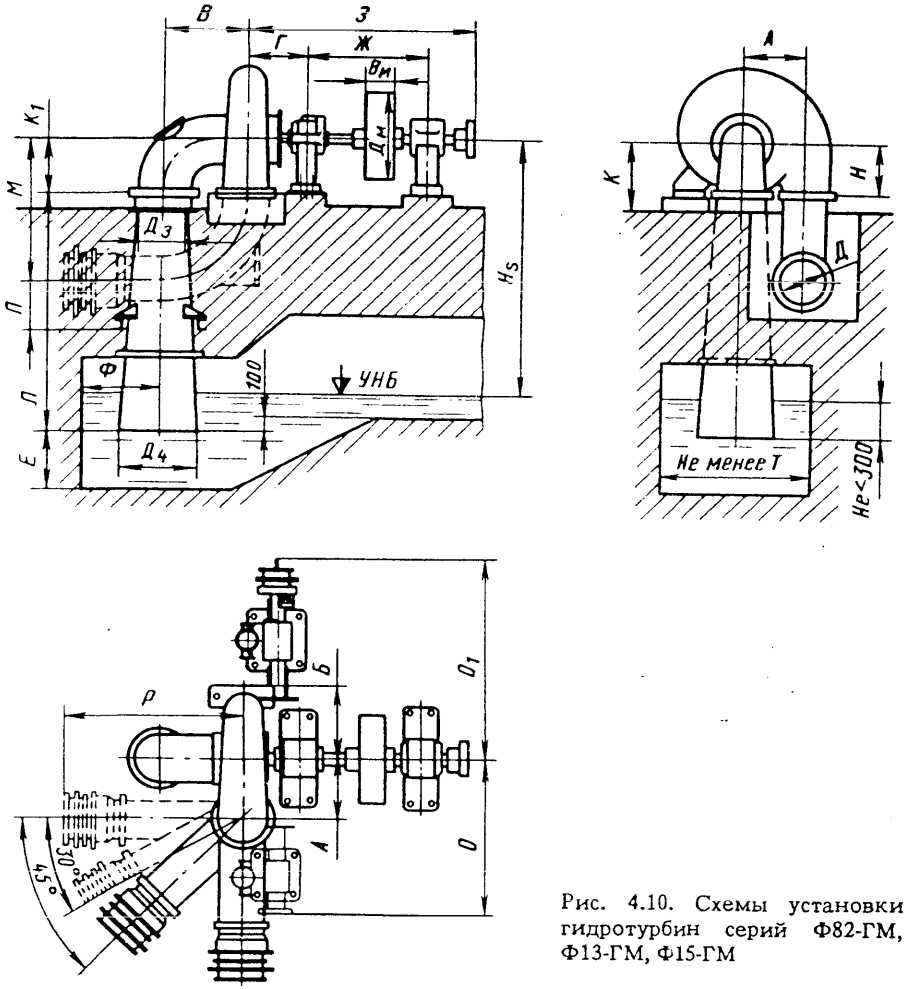


Рис. 4.10. Схемы установки гидротурбин серий Ф82-ГМ, Ф13-ГМ, Ф15-ГМ

Зависимость максимального приведенного расхода от расчетного напора дана на рис. 4.12. Если задана требуемая мощность турбины, то диаметр рабочего колеса определяется по формуле

$$D_1 = N_т^{0,5} Q_I^{-0,5} H_р^{-1,5} \eta_т^{-0,5}, \qquad (4.8)$$

где $\eta_т$ – КПД турбины, который можно определить по универсальной характеристике с поправкой на масштабный эффект за счет увеличения диаметра рабочего колеса гидротурбины. Для малых гидротурбин с диаметрами рабочих колес 0,5–2,5 м эту поправку можно принимать равной 0–0,2%. Следует учесть, что при этом

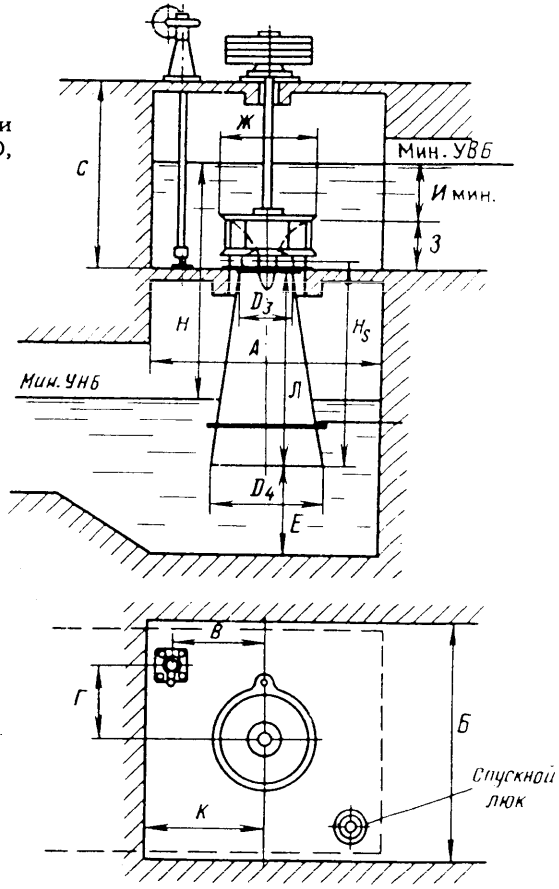


Рис. 4.11. Схемы установки гидротурбин серий ПрК70-ВО, ПрК245-ВО

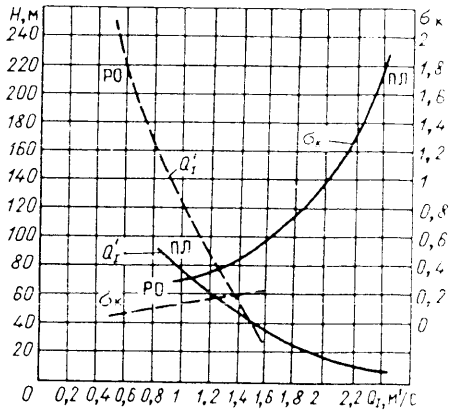


Рис. 4.12. Зависимости расчетного приведенного расхода от максимального напора $Q_I' = f(H)$ и критического коэффициента кавитации от приведенного расчетного расхода $\sigma_к = f(Q_I')$ для РО и ПЛ гидротурбин

Таблица 4.2. **Основные установочные размеры турбин серии Ф82-ГМ, Ф13-ГМ, Ф15-ГМ, мм**

Марка турбины	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Р*	*Ж*	*З*	*И*	*К*	K_1	*М*	*П*	*Е*	*Ф*	*Т*	*Д*	*О*	O_1	Приблизительная масса, т
Ф82-ГМ-42	700	850	1100	520	2100	950	1820	700	900	850	1700	450	650	850	1600	500	1200	1800	5
Ф82-ГМ-50	800	1000	1550	570	2500	1100	2100	800	950	1050	1900	500	700	1000	2000	600	2000	2000	7
Ф82-ГМ-59	950	1200	1100	630	2750	1300	2350	1000	1250	1200	2400	600	900	1200	2200	700	–	2600	9,5
Ф82-ГМ-71	1100	1400	1600	700	2900	1500	2750	1100	1300	1250	2800	730	1100	1400	2300	900	–	3000	13
Ф82-ГМ-84	1300	1600	1800	800	3500	1700	3100	1280	1300	1280	3030	800	1220	1600	2500	1000	–	3900	17,5
Ф13-ГМ-35	550	700	1050	450	1950	950	1570	550	800	650	1300	350	500	700	1500	350	1650	–	23
Ф13-ГМ-42	600	750	950	500	1800	1100	1900	600	800	650	1400	400	650	850	1500	400	1700	–	4
Ф13/15-ГМ-50	700	850	1250	550	1800	1250	2210	700	900	850	1600	450	700	900	1500	450	1800	1800	5
Ф13/15-ГМ-59	820	1000	1100	630	2100	1350	2450	800	900	850	1820	450	900	1200	1600	500	2000	2000	7
Ф13/15-ГМ-71	950	1200	1580	700	2500	1500	2750	900	1100	1050	1900	500	1100	1400	1800	600	–	2600	10
Ф13/15-ГМ-84	1100	1400	1780	750	2750	1700	3100	1050	1250	1200	2400	600	1200	1600	2000	700	–	3000	14

Примечание. Общая масса указана без отсасывающей трубы, задвижки и маховика.

Таблица 4.3. **Основные установочные размеры турбин серий ПрК70-ВО, ПрК245-ВО, мм**

Марка турбины	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Е*	*Ж*	*З*	$И_{min}$	*К*	Масса, кг
ПрК-70-ВО-60	2300	2300	780	900	800	1080	450	600	1200	850
ПрК-70-ВО-80	3200	3200	1400	980	1000	1320	615	890	1600	1600
ПрК70-ВО-100[1]	3500	3500	1500	1100	1300	1650	700	1000	1750	2800
ПрК70-ВО-120	4000	4000	1390	1390	1600	2000	750	1200	2000	3600
ПрК245-ВО-71[1]	2800	2800	1000	900	900	1250	600	700	1400	2000
ПрК245-ВО-84[1]	3000	3000	1250	1100	1000	1450	650	800	1500	2800
ПрК245-ВО-100[1]	3400	3400	1400	1200	1300	1650	700	1000	1700	3700
ПрУ245-ВО-120[1]	3600	3600	1900	800	1500	2000	750	1200	1800	5000

Примечание. Общая масса указана без вала турбины, регулировочного вала, шкива и отсасывающей трубы.

мощность турбины должна приниматься большей, чем мощность генератора с учетом потерь в генераторе:

$$N_т = N_г \eta_г^{-1}, \tag{4.9}$$

где $\eta_г = 0{,}96 \div 0{,}97$ – КПД генератора.

Полученное значение диаметра рабочего колеса округляется до большего стандартного по номенклатуре малых гидротурбин. Частота вращения гидротурбины определяется из формулы

$$n = n_1' D_1 H^{-0,5}, \tag{4.10}$$

при этом напор H принимается равным среднему по продолжительности. Определенная по этой формуле частота вращения приводится к ближайшей синхронной n_c, соответствующей ряду частот вращения стандартных гидрогенераторов (см. п. 4.2.2).

Один из параметров гидротурбины – высота отсасывания H_s – определяет расположение горизонтальной плоскости, проходящей через выходные кромки лопастей рабочего колеса относительно уровня нижнего бьефа, соответствующего расходу одной гидротурбины. Если лопасти гидротурбины расположены выше уровня нижнего бьефа, высота отсасывания называется положительной, а если ниже – отрицательной.

Для определения высоты отсасывания, обеспечивающей надежную работу гидротурбины по условиям кавитации во всем диапазоне рабочих мощностей и напоров, используются кавитационные характеристики гидротурбины, получаемые в процессе модельных испытаний. При этих испытаниях определяется безразмерный коэффициент кавитации:

$$\sigma = (H_s - H_б)/H_р, \tag{4.11}$$

где H_s – высота отсасывания, м; $H_б$ – барометрическое давление в месте установки, м; $H_р$ – расчетный напор гидротурбины, м.

Если принять, что барометрическое давление на уровне моря равно 10,3 м, с учетом поправки на абсолютную отметку местности расположения ГЭС высота отсасывания гидротурбины будет определяться по формуле

$$H_s = 10{,}3 - \frac{\nabla}{900} - k\sigma H_р. \tag{4.12}$$

Коэффициент запаса k принимается равным 1,2–1,5. Коэффициент кавитации в расчетной точке работы гидротурбины можно определить по универсальным характеристикам (см. рис. 4.4–4.8) или по обобщенной характеристике на рис. 4.12.

Использование серийных насосов в качестве гидротурбин для малых ГЭС. При возросшем интересе к строительству малых ГЭС не всегда можно быстро удовлетворять потребности в гидросиловом оборудовании для всего диапазона располагаемых напоров и расходов. В этом может помочь использование в качестве гидротурбин серийных осевых и центробежных насосов, промышленный выпуск которых в 1000 раз превышает выпуск гидротурбин. Насосы выпускаются в значительно большем диапазоне напоров и расходов. При этом в качестве генераторов можно использовать те же асинхронные двигатели, которыми комплектуются насосы.

Центробежные горизонтальные насосы, выпускаемые отечественной промышленностью, представлены на двух номограммах (рис. 4.13, 4.14). Вертикальные центробежные насосы выпускаются на напоры до 90 м и расходы до 20 м³/с.

При работе в обратном режиме (турбинном) насос будет иметь характеристики, отличающиеся от указанных в каталоге. Точная характеристика насоса в турбинном режиме может быть получена только на основе достаточно дорогих модельных или натурных испытаний. Для предварительных расчетов можно принимать для оптимального режима работы некоторые средние переходные коэффициенты в зависимости от коэффициента быстроходности. При этом коэффициент быстроходности для насосного режима определяется по формуле

$$n_{sн} = nQ_н^{0,5} H^{-0,75}, \qquad (4.13)$$

где n – частота вращения, об/мин; $Q_н$ – подача насоса, м³/с; H – полный напор, м.

Переходные коэффициенты для пересчета насосных характеристик в турбинные для расхода $Q_т = Q_н k_Q$, для напора $H_т = H_н k_н$ и для КПД $\eta_т = \eta_н k_\eta$ принимают по табл. 4.4.

Значения точек характеристики насоса в координатах $Q - H$ (рис. 4.15) для расчетной частоты вращения насоса умножают на эти коэффициенты. При отличающейся частоте вращения, что будет иметь место при использовании асинхронных двигателей в качестве генераторов, следует дополнительно пересчитать характеристики насоса на частоту вращения гидротурбины. Так как нормальное скольжение асинхронных двигателей

Таблица 4.4. **Переходные коэффициенты**

$n_{sн}$	k_Q	$k_н$	k_η
24	1,42	1,24	0,926
14	2,20	2,02	0,940

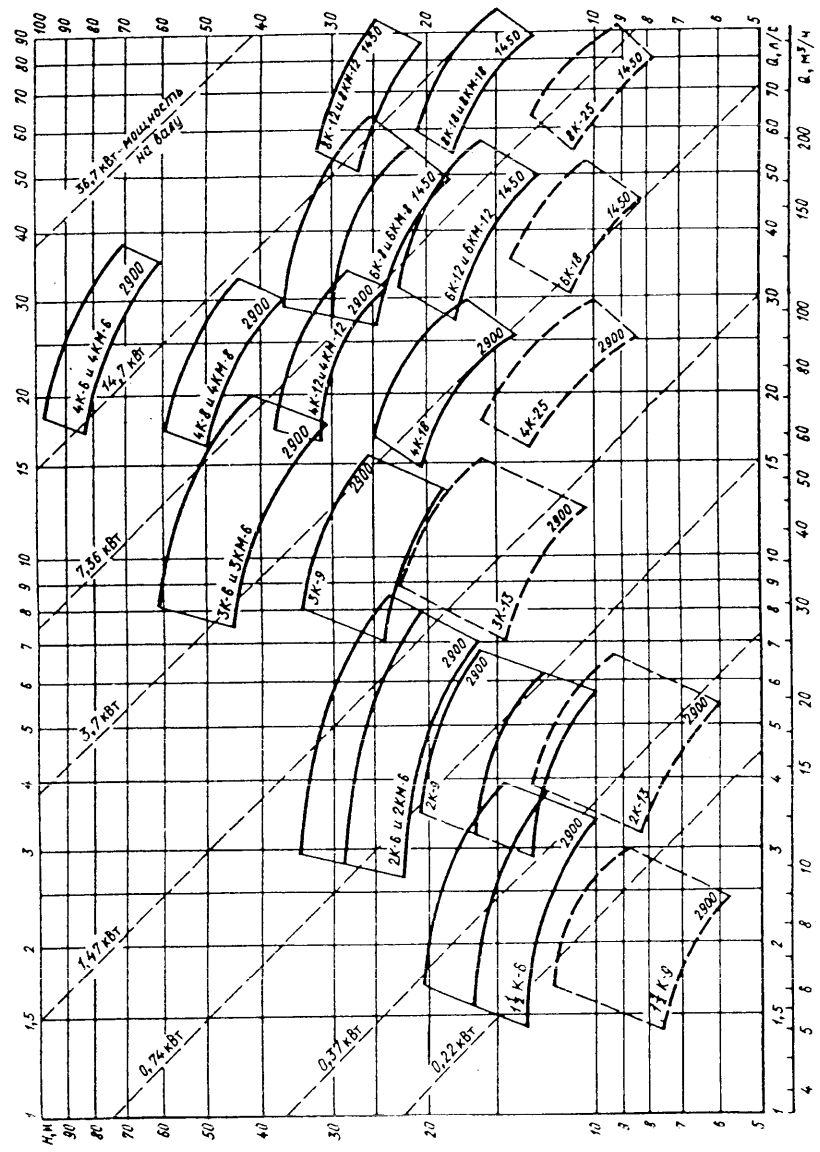


Рис. 4.13. Сводный график подач и напоров одноступенчатых центробежных консольных насосов типа К и моноблок-насосов типа КМ для чистой воды

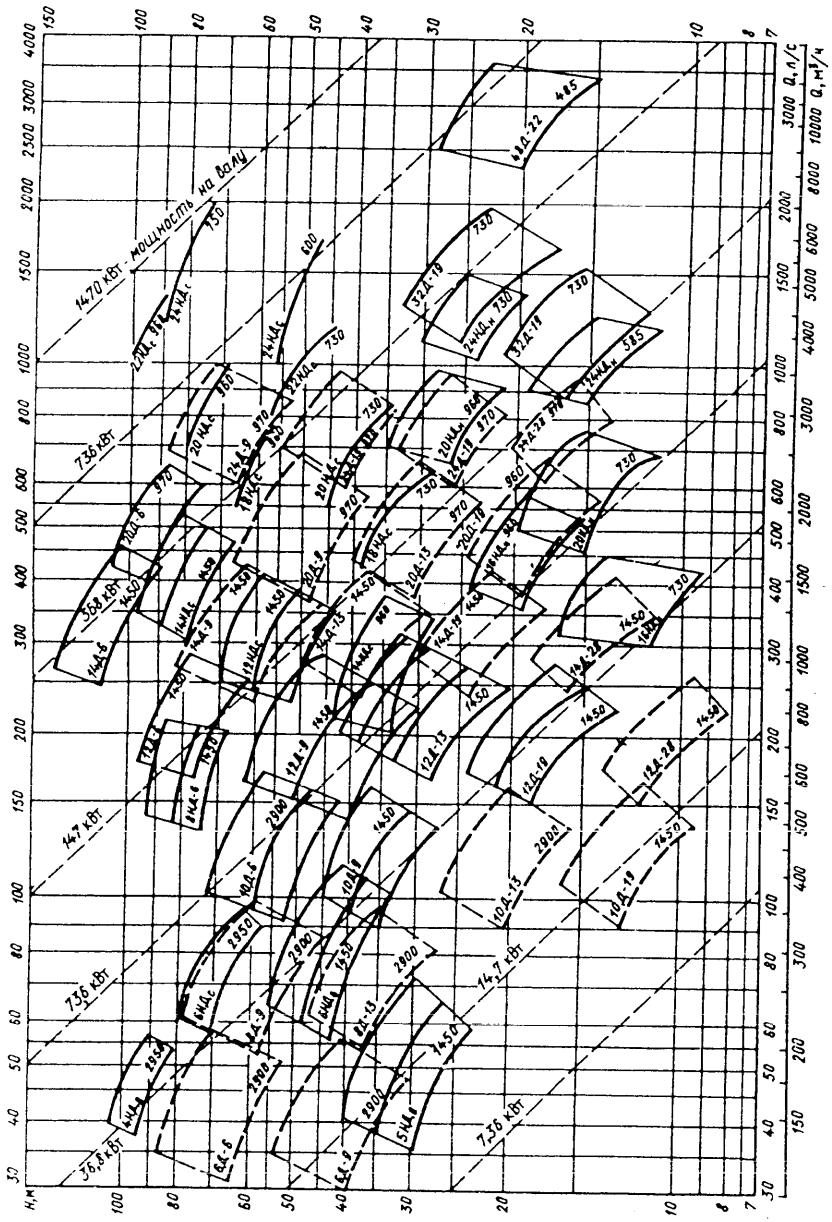
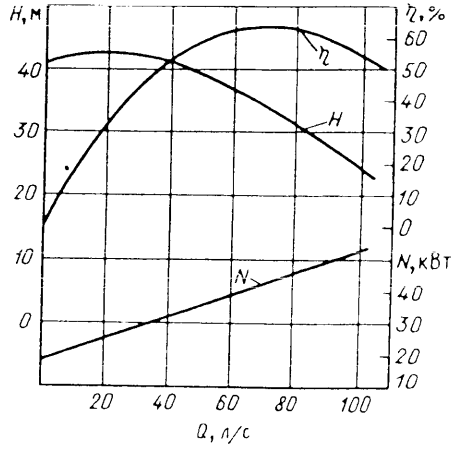


Рис. 4.14. Сводный график подач и напоров одноступенчатых центробежных насосов двустороннего входа типов Д и НД для чистой воды

Рис. 4.15. Характеристики центробежного насоса



составляет 3%, то при переводе двигателя в генераторный режим необходимо для выдачи мощности в сеть поднять его расчетную частоту вращения примерно на 6%.

Пересчет характеристик насоса на другую частоту вращения следует производить по формулам:

для напора

$$H_1 = n_1^2 n^{-2} H; \tag{4.14}$$

для расхода

$$Q_1 = n_1 n^{-1} Q; \tag{4.15}$$

для мощности

$$N_1 = n_1^3 n^{-3} N. \tag{4.16}$$

Применение асинхронных генераторов совместно с преобразователями частоты позволяет выбирать оптимальный турбинный режим насоса за счет изменения частоты вращения.

Регулирование установки с центробежными насосами вместо гидротурбин (если оно требуется) представляет достаточно сложную задачу, так как насосы не имеют регулируемого направляющего аппарата. Для очень малых гидроагрегатов мощностью до 50 кВт это регулирование в случае работы на изолированную нагрузку высоконапорных установок можно осуществлять стандартными регуляторами давления (для диаметров напорных трубопроводов до 400 мм) или стандартными клиновыми стальными задвижками с электроприводом, устанавливаемыми на отводе воды от гидротурбины (насоса). Для насосов большой мощности такое регулирование неэкономично из-за больших потерь энергии на дросселирование напора. В этих случаях желательная установка регулятора нагрузки, который обеспечивает работу гидротурбины в оптимуме характеристики, а избыточная мощность при снижении нагрузки гасится балластной нагрузкой, например водонагревателями.

Имеются примеры использования и других типов насосов в качестве гидротурбин для малых ГЭС: осевых низконапорных и артезианских погружных (последних в целях гидроаккумулирования). КПД

установок с такими обратимыми гидроагрегатами значительно ниже, чем с обычными центробежными насосами (для погружных не выше 30%), а также требуется обязательная проверка конструкции гидроагрегата на обратное вращение и разгонную частоту вращения.

Стоимость насоса по сравнению с гидротурбиной будет ниже примерно на 10–20%, однако отсутствие регулятора и применение асинхронного генератора вместо синхронного могут снижать общую стоимость оборудования малой ГЭС при установке насосов вместо гидротурбин примерно на 50%. При экономическом сравнении с установкой обычных гидротурбин наряду со снижением стоимости оборудования следует учитывать снижение КПД гидроагрегата на 20–30%.

4.2.2. Гидрогенераторы

Гидрогенератор служит для преобразования механической энергии вращения вала гидроагрегата в электрическую энергию требуемых параметров по частоте тока и напряжению.

Как правило, на малых ГЭС применяются синхронные явнополюсные гидрогенераторы с вертикальным, горизонтальным, а иногда и с наклонным расположением вала. В последнее время получили распространение установки с асинхронными гидрогенераторами, включающие специальные преобразователи частоты и батареи конденсаторов для обеспечения работы гидроагрегата на изолированную нагрузку.

Основными параметрами гидрогенератора являются электрическая мощность, частота вращения и напряжение на его выводах.

Полная электрическая мощность гидрогенератора, кВ·А

$$S = 1{,}73UI, \tag{4.17}$$

где U – линейное напряжение на выводах, кВ; I – фазный ток статора, А.

Активная мощность гидрогенератора, кВт,

$$N_г = S\cos\varphi, \tag{4.18}$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности гидрогенератора, принимаемый для малых гидрогенераторов равным 0,8.

О выборе мощности гидрогенератора $N_г$ см.п. 4.2.1. Частоту вращения гидрогенератора выбирают из числа синхронных частот вращения, об/мин, которые для частоты тока 50 Гц определяют по формуле

$$n_c = 3000/2p, \tag{4.19}$$

где p – число пар полюсов гидрогенератора.

Эта частота вращения должна быть возможно близкой к оптимальной частоте вращения гидротурбины для обеспечения надежной и экономичной работы гидроагрегата.

Для работы малой ГЭС на сеть местного района напряжение гидрогенератора выбирается равным 10,5 или 6,3 кВ, и только для очень малых гидрогенераторов (мощностью менее 250 кВт) можно принимать напряжение 0,4 кВ.

Конструктивно гидрогенератор состоит из пяти основных узлов: ротора с полюсами, статора с обмоткой, опорных конструкций, подшипников и системы возбуждения. В зависимости от расположения вала (горизонтальное или вертикальное) эти узлы принимают соответствующие формы (см. примеры гидрогенераторов, приведенные в гл. 7).

При выборе размеров и конструктивного исполнения гидрогенераторов следует ориентироваться в первую очередь на использование серийных генераторов для дизельных электростанций, так как это позволяет, во-первых, получить освоенный генератор и, во-вторых, снизить его стоимость за счет серийности. Однако при таком выборе следует учесть два важных отличия гидрогенераторов от генераторов для дизельных электростанций:

1) более высокую разгонную частоту вращения, т.е. ту частоту, которую достигнет генератор после внезапного полного сброса нагрузки при сохраняющейся мощности турбины. Если для стандартных синхронных генераторов превышение частоты вращения при сбросе нагрузки принято 20%, то для гидрогенераторов это превышение составляет 50–80% при соединении с радиально-осевыми гидротурбинами и до 120% при соединении с поворотно-лопастными.

Это обстоятельство требует более прочных материалов и креплений для ротора гидрогенератора и более строгой его балансировки;

2) более высокие осевые усилия от рабочего колеса гидротурбины. Если турбина не имеет своего подпятника, то это дополнительное усилие должно восприниматься подшипниками гидрогенератора.

Серийные горизонтальные гидрогенераторы имеют частоты вращения 250, 500, 750, 1000 и 1500 об/мин. Столь высокие частоты вращения присущи только гидротурбинам небольшой мощности и при высоких напорах. Низконапорные гидротурбины имеют частоты вращения 125–300 об/мин. Для таких случаев становится весьма заманчивой идея установки между гидротурбиной и гидрогенератором повышающей передачи (мультипликатора). Это может быть цилиндрический или планетарный мультипликатор для гидроагрегата с горизонтальным валом (см. рис. 7.5, *а*) или конический для горизонтальной гидротурбины и вертикального гидрогенератора (см. рис. 7.6). Установка мультипликатора кроме сокращения размеров и стоимости гидрогенератора позволяет выбрать оптимальную частоту вращения гидротурбины путем подбора рационального передаточного отношения. При расчете мощности гидротурбины в этих случаях необходимо учитывать потери в мультипликаторе: около 3% для тщательно изготовленных планетарных и около 5% для цилиндрических.

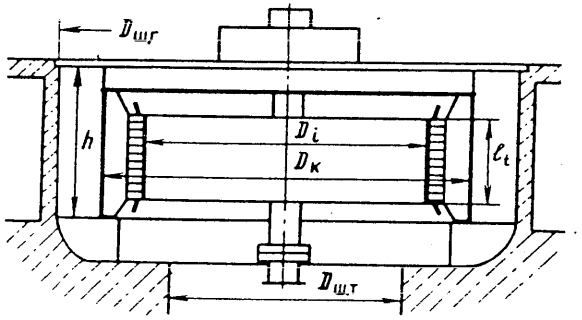


Рис. 4.16. Габариты гидрогенератора

Для вертикальных низконапорных гидротурбин применяются гидрогенераторы мелкосерийного изготовления, похожие на генераторы средних по мощности ГЭС. Эти генераторы имеют, как правило, подвесное исполнение с опорой подпятника на верхнюю крестовину. Основным их отличием от генераторов крупных ГЭС является система вентиляции, которая для мощности менее 3 тыс.кВт может приниматься разомкнутой без установки специальных водяных воздухоохладителей. Пример такого генератора дан на рис. 4.16.

Конструктивное исполнение современных генераторов претерпело незначительные изменения по сравнению с конструкциями 50-х годов. Однако современная технология позволила значительно повысить их надежность за счет применения термореактивной изоляции на эпоксидных связующих и надежных подпятников с эластичными металлопластмассовыми сегментами. Применение статической тиристорной системы возбуждения вместо вращающихся машин постоянного тока снижает габариты генераторов, повышает надежность и качество регулирования напряжения.

Пример современного конструктивного исполнения горизонтального гидрогенератора для сопряжения с горизонтальной радиально-осевой гидротурбиной дан на рис. 4.17. В этом случае гидроагрегат имеет только генераторные подшипники, рабочее колесо турбины и маховик (для увеличения инерции вращения частей) расположены на консолях вала генератора. Этот генератор, кроме того, имеет современную бесщеточную систему возбуждения, что в целом повышает надежность этой системы.

Ориентировочно определить характеристики и габариты синхронных гидрогенераторов с частотой вращения свыше 500 об/мин можно на основе каталогов на генераторы дизель-электрических станций, но для крупных вертикальных гидрогенераторов с частотами вращения 125–250 об/мин пока таких каталогов не существует. Поэтому их размеры и масса должны определяться на основе данных заводов-изготовителей.

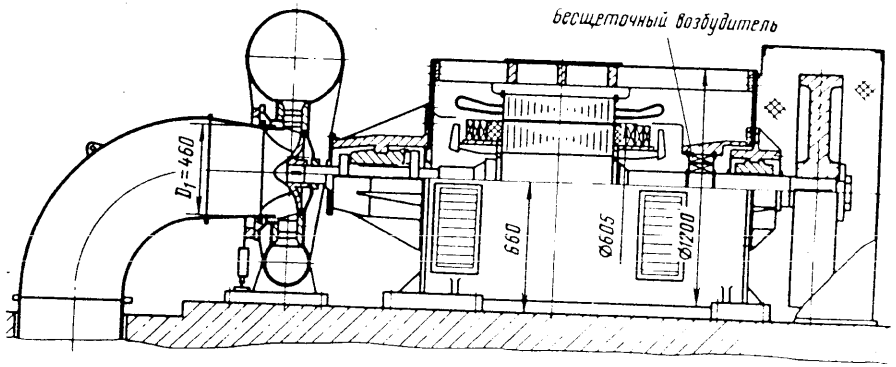


Рис. 4.17. Гидроагрегат с РО гидротурбиной мощностью 500 кВт

Для предварительного определения размеров и масс тихоходных гидрогенераторов могут быть рекомендованы следующие эмпирические формулы.

Основными размерами гидрогенератора являются диаметр внутренней расточки статора D_i, см, и высота активной стали статора l_t, см. Эти размеры связаны между собой зависимостью

$$C = D_i^2 \, l_t \, n_c \, s^{-1}, \tag{4.20}$$

где C – машинная постоянная, для генераторов малой и средней мощности равна 20; n_c – синхронная частота вращения, об/мин; s – мощность генератора, кВ·А.

Следует стремиться к назначению наибольшего диаметра внутренней расточки статора, так как это дает экономичное решение генератора и позволяет получить наибольший маховой момент генератора. Ограничением диаметра расточки служат допустимые механические напряжения в ободе ротора, которые косвенно определяются линейной скоростью на внешнем диаметре ротора. В связи с малым зазором между ротором и статором можно принимать внешний диаметр ротора равным диаметру расточки статора.

Допустимая линейная скорость при разгонной частоте вращения гидротурбины $(1{,}60–2{,}2)n_c$ принимается равной 160–180 м/с (для применяемых в настоящее время сталей), тогда

$$D_i = \frac{(160 \div 180)60}{\pi n_c}. \tag{4.21}$$

При вычисленных по формулам D_i и l_t можно определить ориентировочные размеры гидрогенератора (см. рис. 4.16): $D_к = 1{,}1D_i + 75$ см; $D_{ш.т} = D_к + 150$ см; $h = l_t + 100$ см, где диаметр шахты турбины $D_{ш.т} = 1{,}4\,D_1$.

Маховой момент гидрогенератора, т·м^2, если нет подходящих аналогов, ориентировочно определяют по формуле

$$GD^2 = 3{,}2\,(D_i^2 - D_{i0}^2)\,l_t, \qquad (4.22)$$

D_{i0} – внутренний диаметр обода ротора, м; для малых генераторов $D_{i0} = D_i - 1{,}7$; для крупных генераторов $D_{i0} = D_i - 2{,}5$.

Общую массу гидрогенератора, т, принимают в зависимости от D_i и l_t:

$$G_г = 24 D_i l_t. \qquad (4.23)$$

Массу ротора генератора следует принимать равной половине общей массы гидрогенератора.

На малых ГЭС, работающих в энергосистеме, в целях удешевления электротехнического оборудования могут устанавливаться асинхронные генераторы, более простые в изготовлении и эксплуатации. При установке асинхронных генераторов на малых ГЭС, работающих на достаточно мощную энергосистему, их возбуждение обеспечивается энергосистемой. Следует лишь учесть, что асинхронный генератор для своей работы требует частоту вращения на 2–3% выше синхронной (на значение скольжения), а также необходимость установки батарей конденсаторов при высоких требованиях со стороны системы к компенсации реактивной мощности. Кроме того, следует учитывать, что напряжение у асинхронного генератора изменяется от нагрузки (на 18% от холостого хода до полной нагрузки).

В последнее время (пока для микроГЭС) получила распространение схема установки асинхронного генератора с нерегулируемой турбиной и преобразователем частоты, приспособленная к работе как с энергосистемой, так и на изолированного потребителя. В этом случае для самовозбуждения асинхронного генератора устанавливается батарея конденсаторов, а поддержание частоты тока обеспечивается преобразователем частоты. Такие установки мощностью 1,5–10 кВт доведены до уровня промышленных образцов, в частности в СССР такие установки изготовлены в КиргНИОЭ. Эти схемы обеспечивают удовлетворительные характеристики тока и напряжения для бытовых потребителей. По мере развития электронной технологии (в части преобразователей частоты) такие схемы найдут широкое применение и для более мощных ГЭС. Например, фирма "Кортина" (Англия) выпускает серийные преобразователи частоты для работы с асинхронными генераторами до мощности 500 кВт. В СССР изготовлены преобразователи частоты (для пуска генераторов-двигателей ГАЭС) мощностью 15 тыс.кВт.

4.2.3. Предтурбинные затворы

Предтурбинные затворы предназначены для прекращения потока воды через гидротурбину, а также для осушения ее проточной части при ремонтных работах. Для высоконапорных ГЭС ($H > 200$ м) предтурбинные затворы используются в качестве оперативных затворов, закрываемых при каждой остановке гидротурбины в целях предотвращения щелевой кавитации направляющего аппарата.

Для малых ГЭС в качестве предтурбинных затворов используются плоские затворы на входе в водоприемник гидротурбины (для низконапорных ГЭС), дисковые затворы на входе в спиральную камеру турбины (для ГЭС с $H = 30 \div 200$м и при диаметрах напорного трубопровода свыше 1200 мм), стандартные стальные водопроводные задвижки (для ГЭС с $H = 30 \div 200$ м и при диаметрах напорного трубопровода 500–1000 мм) и, наконец, шаровые затворы для ГЭС с $H > 200$ м.

Дисковый затвор (рис. 4.18, *а*) представляет собой поворотный диск обтекаемой формы, размещенный в цилиндрическом стальном корпусе и управляемый гидравлическим или электрическим приводом. В случае использования этого затвора для аварийного закрытия потока он снабжается грузовым приводом. В этом случае гидропривод или электропривод используются только для открытия затвора, а при закрытии они являются тормозом.

В случае отсутствия у малой гидротурбины направляющего аппарата предтурбинный затвор является также и оперативным органом, служащим для пуска и остановки гидротурбины. Пуск гидротурбины и включение ее в сеть при отсутствии направляющего аппарата представляют определенные трудности, так как дисковый затвор при малых открытиях не может работать как регулирующий орган для подгонки частоты вращения агрегата под частоту сети.

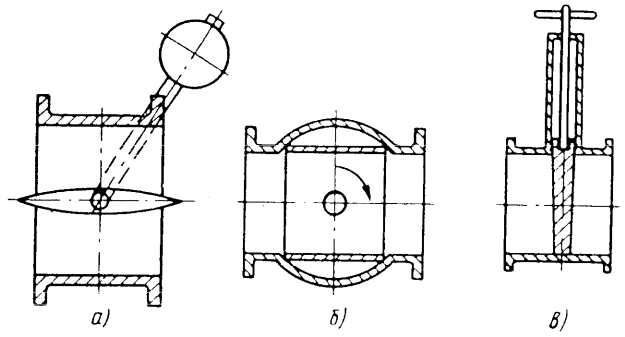


Рис. 4.18. Схемы предтурбинных затворов:
а – дисковый; *б* – шаровый; *в* – плоская задвижка

Поэтому в таких случаях необходимы или установка отдельного регулирующего органа на расход холостого хода гидротурбины (например, в виде малого затвора в середине основного диска), или установка гидротурбины с регулируемыми лопастями, обеспечивающими достаточно плотное перекрытие при свернутых лопастях рабочего колеса.

В СССР шаровые затворы (рис. 4,18, *б*) применяются на высоконапорных ГЭС при диаметрах трубопроводов от 1000 до 4200 мм. На малых ГЭС они могут применяться только в экономически обоснованных случаях вследствие их дороговизны, например при установке ковшовых гидротурбин. Преимуществами этих затворов являются их весьма малое гидравлическое сопротивление в открытом положении, а также плотное закрытие напорного трубопровода, что исключает полностью щелевую кавитацию направляющего аппарата гидротурбины.

Плоская задвижка (рис. 4.18, *в*) применяется для напорных трубопроводов небольших диаметров. Она может иметь электрический или гидравлический привод. По условиям безопасности здания ГЭС корпус задвижки должен быть стальным. Эти задвижки, так же как и дисковые затворы, не предназначены для работы с частичными открытиями. Они должны устанавливаться при напорах менее 200 м только в тех случаях, когда требуется производить ремонт гидротурбины при наличии воды в напорном трубопроводе, например при питании нескольких гидротурбин от одного напорного трубопровода или при установке турбины на ответвлении от трубопровода другого целевого назначения.

Общие рекомендации по установке предтурбинных затворов для малых ГЭС следующие.

1. Если по условиям защиты от кавитации направляющего аппарата установка затвора не требуется, то его устанавливать вообще не надо, так как противоразгонная защита гидротурбины обеспечивается другими, более экономичными средствами.

2. При необходимости использования затвора в качестве оперативного органа при пуске-остановке гидроагрегата для закрытия затвора должен использоваться грузовой привод, позволяющий остановить гидроагрегат при отсутствии напряжения в энергосистеме, обеспечивающей собственные нужды ГЭС.

3. Для низконапорных ГЭС (напоры до 50 м), как правило, должны устанавливаться только ремонтные плоские затворы в водоприемнике ГЭС.

4. При выборе типа затвора в первую очередь должно отдаваться предпочтение серийно выпускаемому оборудованию (для снижения его стоимости и повышения надежности).

4.2.4. Регуляторы гидротурбин и расчет гарантий регулирования

Регуляторы. Автоматические устройства для управления гидротурбиной в целях поддержания заданных параметров гидроагрегата по частоте вращения, мощности и расходу, а также для защиты гидроагрегата от некоторых аварийных или опасных для продолжительной работы режимов называются регуляторами частоты вращения (или просто регуляторами гидротурбин).

Для снижения стоимости и простоты обслуживания регуляторы малых гидротурбин, казалось бы, должны иметь более примитивную конструкцию, чем регуляторы крупных гидроагрегатов. Однако если рассматривать с этой же точки зрения не отдельно регулятор, а всю систему управления малой ГЭС, то, как это ни парадоксально, регуляторы для малых ГЭС должны выполнять большее число функций, чем регуляторы крупных гидроагрегатов. Это объясняется тем, что на крупных ГЭС регулятор является только частью всей системы автоматизации и защиты гидроагрегата, а для малых ГЭС устанавливать отдельные системы регулирования гидротурбины, автоматики и защиты было бы слишком дорого. Желательно все эти функции отдать тому же регулятору. Кроме того, для большинства малых ГЭС требуется регулятор мощности (расхода) по постоянному уровню верхнего бьефа (режим работы по водотоку), который также желательно совместить с регулятором гидротурбины. При работе такой ГЭС на изолированную нагрузку для поддержания постоянной частоты тока у потребителя необходимо автоматическое включение балластной нагрузки. Если учесть, что на малой ГЭС без обслуживающего персонала необходимо решить еще проблемы автоматизации пожаротушения и охраны ГЭС, то очевидно, что наиболее надежное решение всех этих функций заключается в едином устройстве-установке на малых ГЭС микропроцессоров (или индивидуальных для отдельных ГЭС, или групповых при управлении каскадом, или кустом малых ГЭС). Эта задача на первый взгляд противоречит упрощению эксплуатации малой ГЭС, а в действительности ее упростит, так как ремонт современных электронных устройств сводится, как правило, к замене эдектронных блоков запасными.

Практика установки макропроцессоров на малых ГЭС в последнее время получила широкое распространение. Например, в КНР для управления каскадом из четырех малых ГЭС применен микропроцессор фирмы "Вестингауз" (США), выполняющий все указанные выше функции, а также телеметрическую передачу информации о работе и авариях оборудования. В Испании для управления малыми ГЭС (до трех гидроагрегатов) использован микрокомпьютер ИТЕ, включающий все входные и выходные устройства. Большинство вводимых в настоящее время малых ГЭС США оборудованы микропроцессорами в системе регулирования.

Прогресс технологии в вычислительной технике и электронике должен неизбежно привести к установке на малых ГЭС единой системы управления, включая регулятор и защиты гидроагрегата, с использованием микропроцессоров.

Конструкция регуляторов. Регуляторы частоты вращения для малых ГЭС в настоящее время разрабатываются в виде двух принципиальных схем: механические и электронные. В механических регуляторах сигналы управления по частоте вращения гидроагрегата поступают от механического центробежного маятника, приводимого во вращение с помощью механической или электрической передачи от вала гидроагрегата. В электронном регуляторе сигналы управления поступают от электронного колебательного контура, питаемого переменным током, или от напряжения главного генератора, или от специального генератора, жестко связанного с валом гидроагрегата.

Усиление сигналов управления в современных регуляторах производится с помощью гидравлических усилителей, питаемых от маслонапорной установки (МНУ) с масловоздушным аккумулятором и масляными насосами. Исполнительные элементы управления – сервомоторы направляющего аппарата, рабочего колеса ПЛ турбины и предтурбинного затвора – также используют давление масла от МНУ.

В настоящее время регуляторы малых ГЭС в СССР будут выполняться только электронными, так как они более надежны и позволяют выполнять значительно больше функций автоматического управления. Принципиальная схема такого регулятора дана на рис. 4.19.

Конструктивно регуляторы малых ГЭС выполняются в виде двух блоков: электронного и механического, включающего магнитоэлектрический преобразователь, гидравлический усилитель, блок золотников и сервомотор направляющего аппарата (сервомоторы рабочего

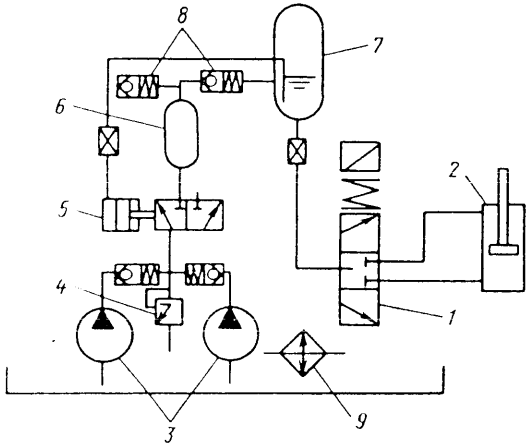


Рис. 4.19. Схема регулятора для малых ГЭС производства ЧКД "Бланско" (ЧССР):

1 – электрогидравлический преобразователь; *2* – сервомотор; *3* – насос; *4* – предохранительный клапан; *5* – перепускной клапан; *6* – воздушный бачок; *7* – масловоздушный аккумулятор; *8* – обратный клапан; *9* – маслоохладитель

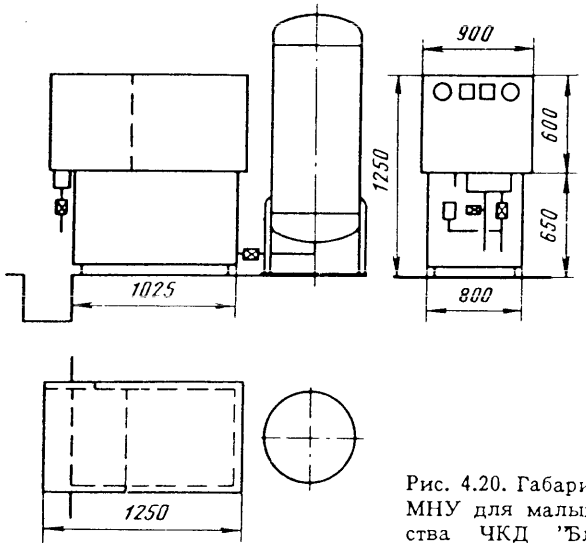


Рис. 4.20. Габариты регулятора и МНУ для малых ГЭС производства ЧКД "Бланско" (ЧССР)

колеса и предтурбинного затвора входят в узлы рабочего колеса и затвора). МНУ выполняется в виде отдельного узла и устанавливается отдельно. На рис. 4.19 и 4.20 приведены схема и габариты электрогидравлического регулятора и МНУ для малых ГЭС, разработанные заводом ЧКД "Бланско" (ЧССР).

В этих регуляторах автоматическое регулирование обеспечивается электронным блоком (головкой) регулятора по изменению частоты вращения генератора, получающего эту частоту от трансформатора напряжения на выходе генератора. Управляющие импульсы от головки регулятора воздействуют на магнитоэлектрический преобразователь, который в свою очередь через гидравлические усилители и золотники управления воздействует на сервомоторы направляющего аппарата и рабочего колеса (для ПЛ турбин).

Регулятор позволяет наряду с автоматическим осуществлять ручное местное и дистанционное управление. В головке регулятора для малых ГЭС предусматривается программа для управления "по водотоку" с использованием аналоговых сигналов от датчиков управления верхнего бьефа или расхода. В механической колонке регулятора предусмотрены золотники с электромагнитом для автоматического пуска и остановки турбины.

МНУ для малой ГЭС отличают компактность компоновки (напольная компоновка), а также наличие индивидуального масловоздушного компрессора для подкачки воздуха в масловоздушный котел, что позволяет не устанавливать на ГЭС компрессорное хозяйство высокого давления. Давление масла в системе регулирования принято равным 2,5 МПа, что обеспечивает достаточно малые разме-

ры сервомоторов и снижает протечки масла в системе регулирования по сравнению с давлением 4 и 6,3 МПа для крупных гидротурбин.

Кроме описанного выше регулятора частоты вращения с гидравлическим исполнительным механизмом, воздействующим на регулирующие органы гидротурбин, в последнее время для малых ГЭС получают распространение электронные регуляторы с электронными исполнительными механизмами. Они работают по схеме использования балластной нагрузки. В этом случае головка регулятора задает необходимое открытие направляющего аппарата, соответствующее оптимальному использованию водотока, а все изменения нагрузки потребителя (ниже оптимальной нагрузки гидротурбины) поглощаются балластной нагрузкой (например, электрическими сопротивлениями для нагрева воды или отопления). Регулирование балластной нагрузки может производиться либо по методу реостата, либо по импульсному включению постоянной нагрузки (тиристорными включателями).

Такие регуляторы весьма необходимы при работе малой ГЭС на изолированную нагрузку и при отсутствии у нее регулирующего водохранилища.

Расчет гарантий регулирования. К гарантиям регулирования гидроагрегата относят гарантируемые заводами-изготовителями предельные значения повышения частоты вращения гидроагрегата и давления в напорном трубопроводе турбины при полном и частичном снятии (сбросе) нагрузки генератора.

При отключении генератора от системы начинается быстрое повышение частоты вращения гидроагрегата, вызванное тем, что электрический (тормозящий) момент становится равным нулю, а вращающий момент от гидротурбины сохраняет свое прежнее значение.

Если не закрыть направляющий аппарат гидротурбины, то в течение 10–15 с гидроагрегат достигнет разгонной скорости вращения, превышающей нормальную в 1,6–2,2 раза.

Чтобы предотвратить нежелательное повышение оборотов, производится быстрое, в течение 3–15 с, закрытие направляющего аппарата системой регулирования гидротурбины.

С точки зрения прочности и надежности работы гидрогенератора, а также обеспечения электрической устойчивости работы генератора в системе требуется обеспечение минимального времени закрытия направляющего аппарата гидротурбины. Однако это вступает в противоречие с обеспечением прочности спиральной камеры и напорного трубопровода, так как при быстром закрытии направляющего аппарата возникает мощный гидравлический удар. Поэтому правильное определение гарантий регулирования может быть произведено путем технико-экономического анализа.

Для предварительных расчетов гарантий регулирования можно пользоваться следующей упрощенной методикой.

Определение времени закрытия направляющего аппарата гидротурбины. Для проведения расчета должны быть заданы длина трубопровода L или длины отдельных его участков при переменном диаметре, диаметры всех участков трубопровода, скорость воды v на всех участках трубопровода, развернутые длина спиральной камеры и длина отсасывающей трубы гидротурбины (с соответствующими скоростями).

а) Для всех участков трубопровода и проточной части турбины определяют $\Sigma L v$, м²/с;

б) определяют безразмерную характеристику трубопровода:

$$\sigma = \zeta_{тр}\,(1-\zeta_{тр})^{-0,5}, \qquad (4.24)$$

где $\zeta_{тр} = (H_{г.у} - H_0)\,H_0^{-1}$ – относительное повышение давления при сбросе нагрузки; $H_{г.у}$ – максимальное повышение давления при гидравлическом ударе; H_0 – начальный напор турбины перед сбросом нагрузки; принимают для напоров более 100 м $\zeta_{тр} = 0,2$; для напоров 10–100 м $\zeta_{тр} = 0,35 \div 0,5$;

в) определяют допустимое время закрытия направляющего аппарата гидротурбины, с:

$$T_з = \Sigma L v\,(\sigma g H_0)^{-1}. \qquad (4.25)$$

Определение повышения частоты вращения. Для проведения расчета должны быть заданы маховой момент ротора генератора GD, т·м² (маховым моментом ротора турбины пренебрегаем ввиду его относительной малости), частота вращения генератора до сброса нагрузки n_0, об/мин, мощность на валу гидротурбины до сброса нагрузки $N_т$, кВт.

$$\Delta n/n_0 = \beta = 182 N_0 T_з' f\,(GD^2 n_0^2)^{-1}, \qquad (4.26)$$

где $T_з'$ – время закрытия направляющего аппарата гидротурбины от открытия, соответствующего мощности $N_{т.макс}$, до открытия холостого хода; $T_з' = 0,9T_з$ – для РО и ковшовых гидротурбин и $T_з' = 0,8\,T_з$ – для ПЛ гидротурбин; $T_з$ – время полного закрытия турбины; f – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние гидравлического удара на повышение частоты вращения турбины. Зависимость этого коэффициента от характеристики трубопровода дана на рис. 4.21.

Полученное относительное повышение частоты вращения должно быть равно 0,2–0,5. При малых значениях β следует увеличить время закрытия направляющего аппарата и тем самым уменьшить гидравлический удар, если он был принят очень большим, или же снизить диаметр трубопровода, т.е. увеличить скорость в нем. Это позволит получить экономию на трубопроводе.

При значениях $\beta > 0,5$ следует или увеличить маховой момент генератора, что приведет к повышению массы ротора и грузоподъем-

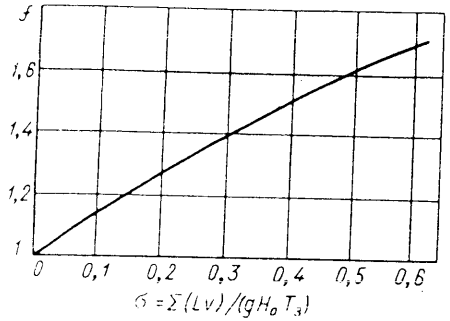


Рис. 4.21. Зависимость коэффициента f от характеристики трубопровода

ности крана машинного зала, или увеличить диаметр трубопровода (для уменьшения времени закрытия при том же значении гидравлического удара).

Поэтому задача определения гарантий регулирования решается путем сравнения различных вариантов гидравлического тракта (длины, диаметра трубопровода и толщины его стенок) и ротора генератора (с различными маховыми моментами). По результатам сравнения принимается вариант, дающий наименьшую стоимость.

Приведенный выше упрощенный расчет гарантий регулирования достаточен для предварительных стадий проектирования и расчета экономической эффективности. Более точный расчет гарантий регулирования проводится турбинными заводами и научно-исследовательскими институтами.

Для ориентировочных расчетов случай гидравлического удара при питании нескольких гидротурбин от одного трубопровода также может быть рассчитан по вышеприведенным формулам, но при этом следует рассматривать случай одновременного отключения только тех гидроагрегатов, работающих от одного трубопровода, которые могут отключиться одновременно от системы (при авариях).

4.3. СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ СТАНДАРТНЫХ МАЛЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ В СССР

В связи с относительно высокими удельными показателями малых ГЭС (бо́льшая, чем на крупных станциях, стоимость 1 кВт установленной мощности и 1 кВт·ч отпускаемой электроэнергии) естественной является необходимость максимально возможного снижения как стоимости оборудования, так и расходов на его эксплуатацию. Исходя из этого условия, можно сформулировать и основные требования к технологическому оборудованию малых ГЭС: высокая надежность и простота обслуживания в сочетании с низкой стоимостью. Эти два требования, как правило, находятся в противоречии, так как высокая надежность требует применения высококачественных материалов и хорошей механической обработки, что повышает стоимость оборудования. Поэтому задача конструкторов, технологов и проектировщиков по выполнению этого противоречивого требования не менее сложна, чем при создании уникальных по мощности и размерам гидроагрегатов.

Начиная с 1984 г. были возобновлены работы по созданию малых гидроагрегатов в СССР. Технические требования к этим гидроагрегатам были разработаны институтом "Гидропроект", а разработка конструкции гидроагрегатов была поручена Сызранскому турбостроительному заводу (гидротурбины и комплектация гидроагрегата), Всесоюзному научно-исследовательскому институту электромашиностроения (генераторы), Ленинградскому металлическому заводу (система регулирования) и Харьковскому турбинному заводу (предтурбинные затворы).

Общей задачей явилось освоение конструирования, изготовления и поставки комплектных, стандартных гидроагрегатов для малых ГЭС, отвечающих современной технологии изготовления, монтажа и эксплуатации. Первоочередные гидроагрегаты будут изготовлены в 1989 г.

Ниже приводятся краткие характеристики и габариты первоочередных стандартных гидроагрегатов.

Вертикальный гидроагрегат с пропеллерной гидротурбиной Пр15/811–В–100. Эта гидротурбина с рабочим колесом диаметром 1000 мм предназначена для работы при напорах от 5 до 15 м, с синхронной частотой вращения 428,6 и 500 об/мин и максимальной мощностью 450 и 800 кВт соответственно. На рис. 4.22 представлены эксплуатационные характеристики этой турбины при частотах вращения 428,6 об/мин, а на рис. 4.23 и рис. 4.24 – габаритные размеры и компоновка гидроагрегата.

Эта гидротурбинная установка кроме двух вариантов по частоте вращения имеет также два варианта системы управления: с на-

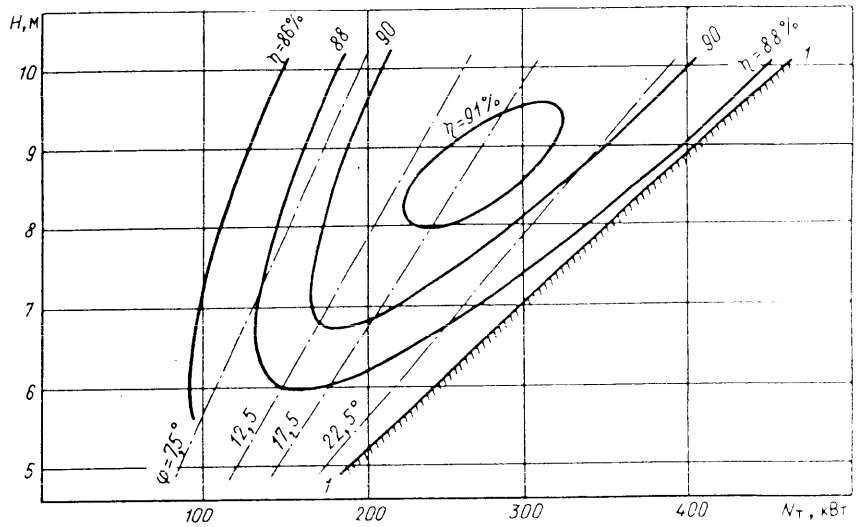


Рис. 4.22. Эксплуатационная характеристика гидротурбины ПЛ 15/811–В–100:
1-1 – линия ограничения мощности

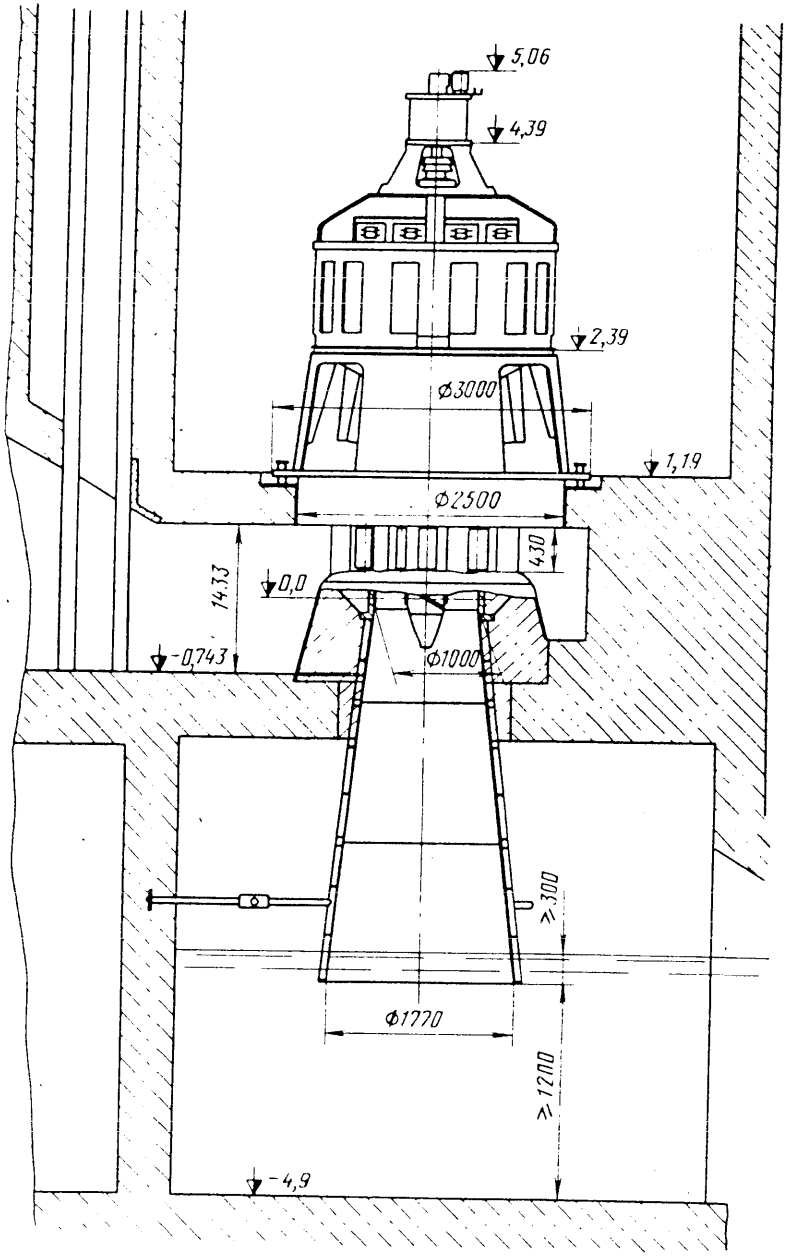


Рис. 4.23. Унифицированный гидроагрегат с пропеллерной гидротурбиной (H = = 10 м, n = 428,6 об/мин, N = 500 кВт)

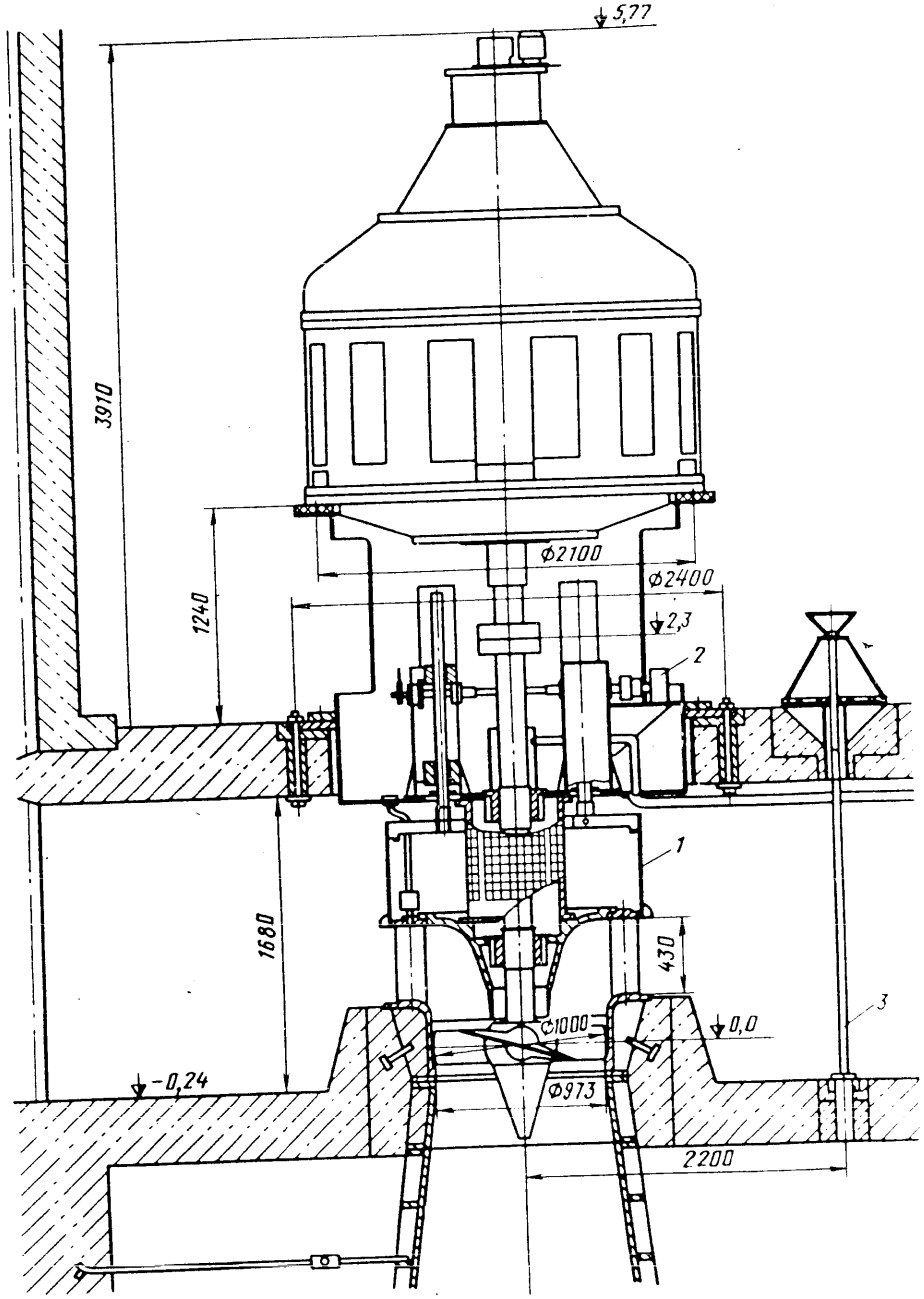


Рис. 4.24. Унифицированный гидроагрегат с пропеллерной гидротурбиной (H = = 15 м, n = 500 об/мин, N = 800 кВт):

1 – кольцевой затвор; 2 – электропривод затвора; 3 – спускной клапан камеры

правляющим аппаратом и с цилиндрическим затвором. Для всех вариантов управление лопастями (для согласования с напором) рабочего колеса производится неавтоматически с помощью электрического или ручного привода.

Управление направляющим аппаратом или цилиндрическим затвором производится с помощью регулятора с МНУ и сервомоторов. Возможен вариант управления цилиндрическим затвором с помощью электропривода.

Рабочее колесо турбины имеет четыре лопасти из нержавеющей стали, камера рабочего колеса выполнена из двухслойной стали с нержавеющим слоем. Подшипник турбины имеет резиновые вкладыши и водяную смазку. Механизмы направляющего аппарата выполнены с самосмазываемыми подшипниками. Для частоты вращения 428,6 об/мин мощность генератора 500 кВт, напряжение 6,3 кВ. Для частоты вращения 500 об/мин мощность 800 кВт, напряжение 6,3 кВ. Генераторы имеют статическую систему возбуждения.

Охлаждение генераторов воздушное с забором воздуха из машинного зала и выбросом горячего воздуха в машинный зал. Необходимая грузоподъемность крана для монтажа гидроагрегата (по массе ротора генератора) $5 \cdot 10^4$ Н.

Гидроагрегат с горизонтальной капсульной гидротурбиной и угловой зубчатой передачей на генератор. Этот гидроагрегат с рабочим колесом диаметром 1000 мм предназначен для работы при напорах 5–15 м, имеет максимальную мощность 500 кВт, частоту вращения гидротурбины 482 об/мин, а генератора – 1000 об/мин. Гидротурбина имеет неподвижный направляющий аппарат и регулируемые лопасти рабочего колеса. Для прекращения движения воды через гидротурбину при ее остановке служит предтурбинный дисковый затвор диаметром 1600 мм (с грузовым приводом на закрытие). Компоновка и габариты этого гидроагрегата даны на рис. 4.25.

Рабочее колесо гидротурбины имеет четыре лопасти, изготовляемые из нержавеющей стали. Для поворота лопастей при регулировании нагрузки используется гидравлический сервомотор и колонка управления с МНУ. Эта же МНУ используется для управления сервомотором дискового затвора. Применение угловой конической передачи между гидротурбиной и генератором позволяет проточному тракту гидротурбины принимать простые гидравлические формы и упрощать обслуживание генератора. Недостатками такой конструкции являются малая доступность конической передачи и механизмов турбины внутри капсулы для их обслуживания и ремонтов, а также необходимость специальной вынесенной системы смазки зубчатой передачи.

Генератор этого гидроагрегата – обычный быстроходный с открытой вентиляцией для охлаждения, напряжением 6,3 кВ. Модельные испытания гидротурбины такого типа еще не проводились, поэтому ее предварительную рабочую характеристику можно получить

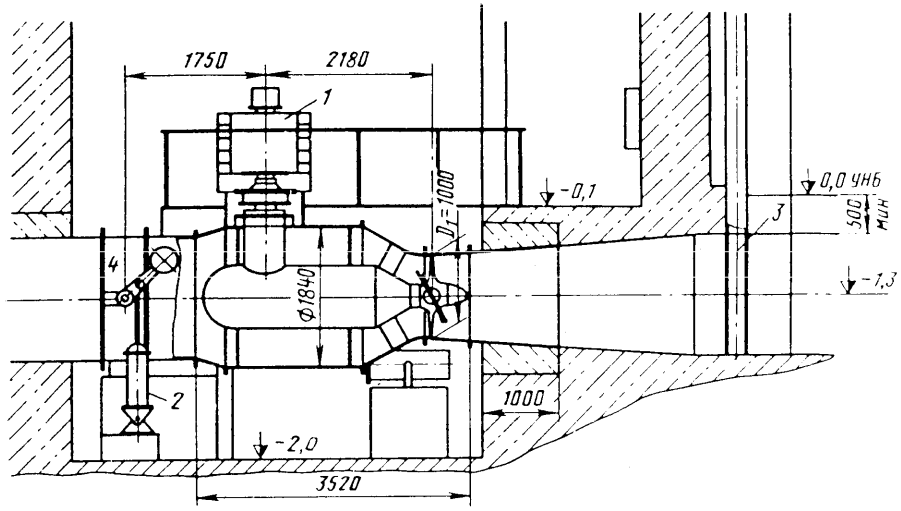


Рис. 4.25. Горизонтальный капсульный гидроагрегат с угловой передачей к генератору:

1 – генератор; *2* – сервомотор; *3* – затвор ремонтный; *4* – дисковый затвор

построением на основе пропеллерных характеристик капсульной турбины.

Вертикальный гидроагрегат с радиально-осевой гидротурбиной в металлической спиральной камере. Этот агрегат с рабочим колесом диаметром 1900 мм предназначен для работы при напорах до 45 м с максимальной мощностью до 7500 кВт, частотой вращения 187,5 и 250 об/мин. Гидроагрегат имеет обычный набор узлов и компоновку, характерную для средних вертикальных радиально-осевых гидротурбин (рис. 4.26). Рабочее колесо гидротурбины литое из нержавеющей стали, направляющий подшипник на водяной смазке. Управление направляющим аппаратом осуществляется с помощью масляного сервомотора.

Генератор подвесного типа с двумя направляющими подшипниками и разомкнутой системой вентиляции. Напряжение генератора 6,3 кВ, система возбуждения статическая тиристорная. Эксплуатационные характеристики турбины представлены на рис. 4.27 (для частоты вращения 187,5 об/мин).

Горизонтальный гидроагрегат с радиально-осевой гидротурбиной в металлической спиральной камере. На рис. 4.28 показан общий вид стандартного горизонтального гидроагрегата, предназначенного для работы на напоры до 70 м с максимальной мощностью до 740 кВт при частоте вращения 1000 об/мин. Эксплуатационная характеристика гидротурбины приведена на рис. 4.29. Этот малый гидроагрегат достаточно компактен из-за отсутствия подшипников

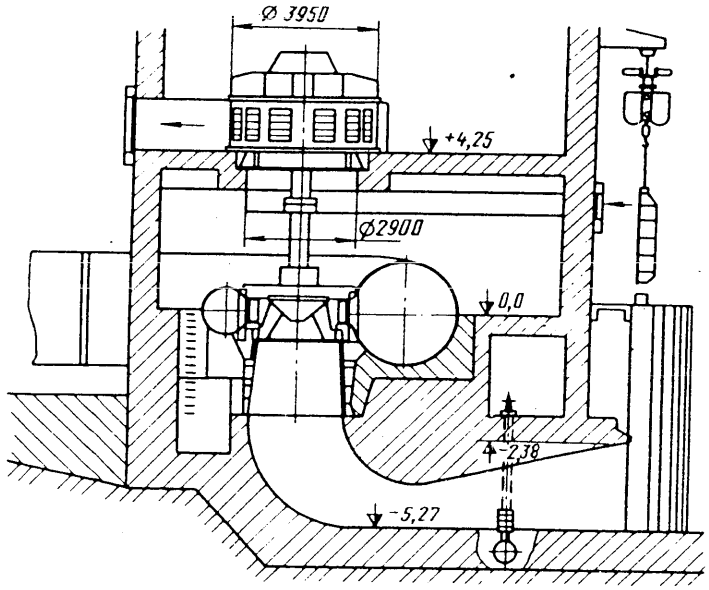


Рис. 4.26. Унифицированный гидроагрегат с РО гидротурбиной D_1 = 1,9 м

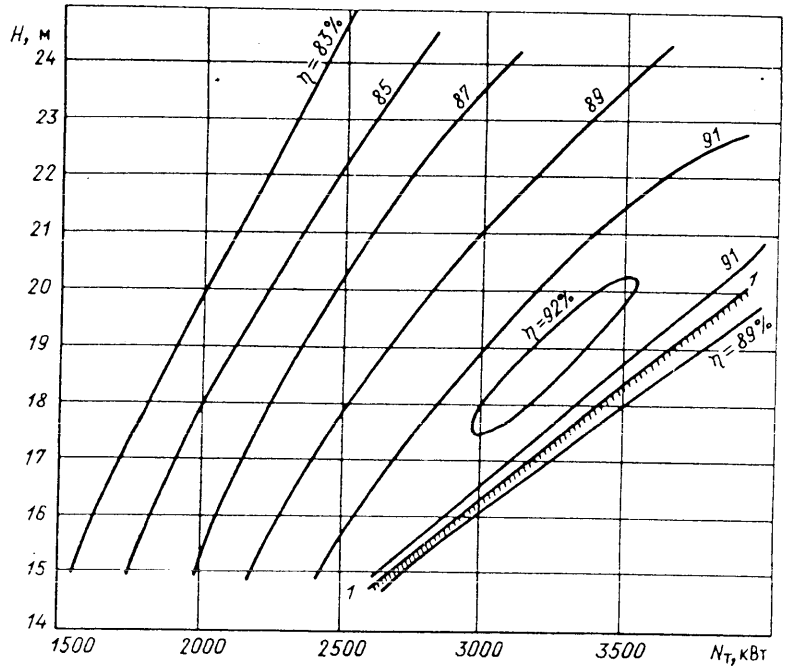


Рис. 4.27. Эксплуатационная характеристика гидротурбины РО 45/820–В–190:
1-1 – линия ограничения мощности

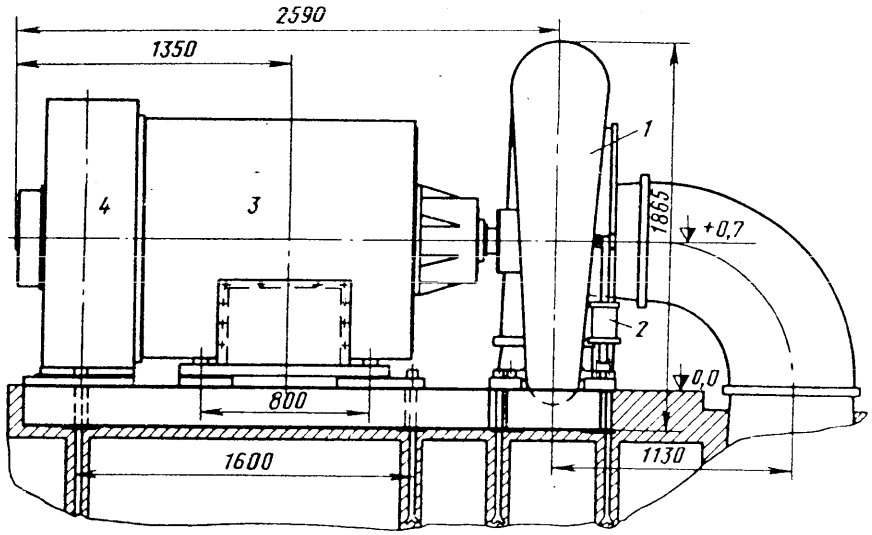


Рис. 4.28. Унифицированный гидроагрегат с горизонтальной РО гидротурбиной:
1 – гидротурбина; *2* – сервомотор направляющего аппарата; *3* – генератор; *4* – кожух маховика

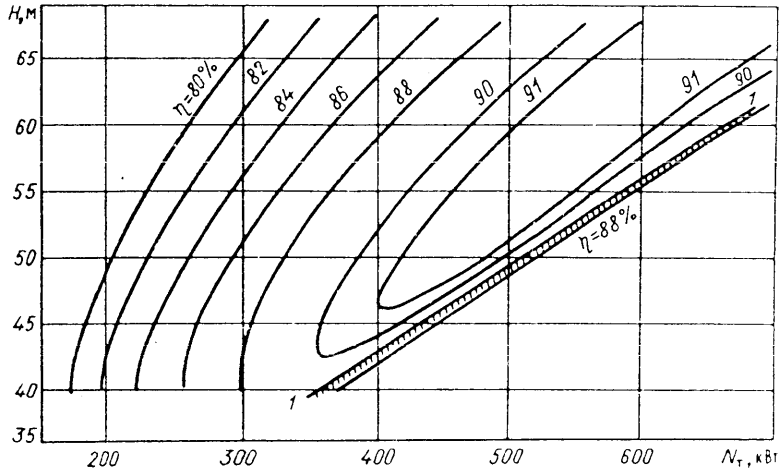


Рис. 4.29. Эксплуатационная характеристика гидротурбины РО 230–791б–ГМ–50:
1-1 – линия ограничения мощности

турбины (рабочее колесо турбины и маховик крепятся к консолям вала генератора). Генератор гидроагрегата имеет напряжение 6,3 кВ.

Система управления стандартными малыми гидроагрегатами. Эта система, включающая управление гидротурбиной, предтурбинным затвором и вспомогательными системами гидроагрегата (насосы смазки, системы регулирования, дренажные насосы, компрессоры и т. п.), разработана Ленинградским металлическим заводом. Система не включает регулирование напряжения и электрические защиты генератора. В состав системы входят регулятор частоты вращения, маслонапорная установка, комплект датчиков и устройств автоматики вспомогательных систем и панель управления малым гидроагрегатом. Регулятор позволяет осуществлять регулирование как по частоте при работе на изолированную нагрузку, так и по режиму водотока при работе гидроагрегата параллельно с энергосистемой.

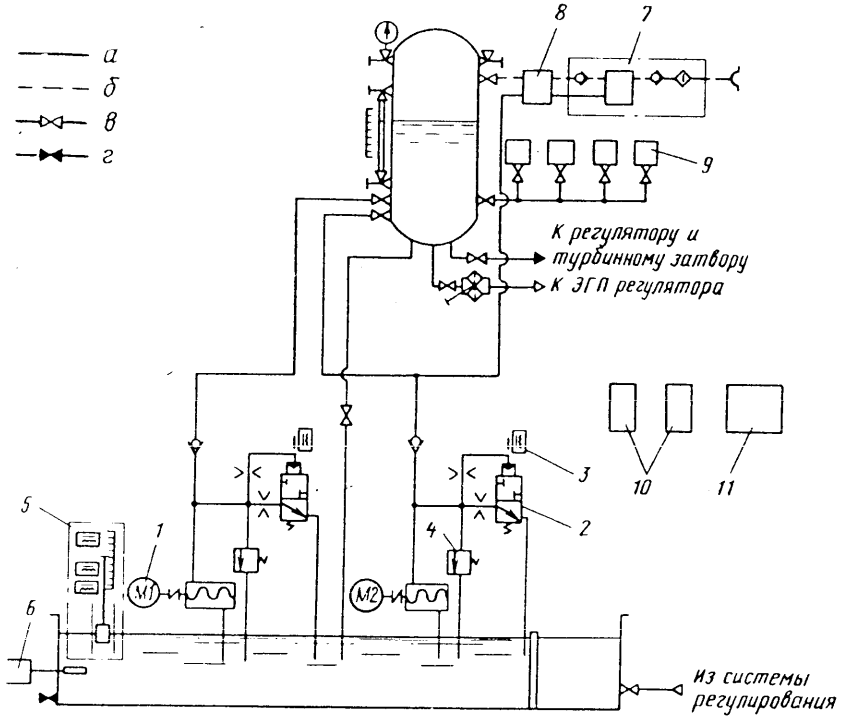


Рис. 4.30. Схема маслонапорной установки:

1 – маслонасос с электроприводом; *2* – клапан пусковой; *3* – бесконтактный датчик положения; *4* – клапан предохранительный; *5* – реле уровня масла; *6* – датчик температуры; *7* – масловоздушный компрессор; *8* – регулятор уровня масла; *9* – реле давления; *10* – станция управления насосами; *11* – масляный трубопровод; *12* – воздушный трубопровод; *13* – клапан нормально открыт; *14* – клапан нормально закрыт

Маслонапорная установка (МНУ) с объемом масловоздушного котла 0,63 м^3 с рабочим давлением 2,5 МПа одинакова для всех стандартных гидротурбин. МНУ имеет два маслонасоса и масловоздушный компрессор для компенсации утечек воздуха. Схема установки дана на рис. 4.30.

На рис. 4.31 приведена схема расположения датчиков и устройств, используемых для управления малой гидротурбиной и предтурбинным затвором, разработанная Ленинградским металлическим заводом. В схеме управления используются, как правило, бесконтактные датчики положения и других параметров, а также современные электронные исполнительные и сигнальные устройства.

Дальнейшим развитием систем управления малыми стандартными гидроагрегатами будет переход на использование микропроцессоров, которые объединяют все функции автоматического регулиро-

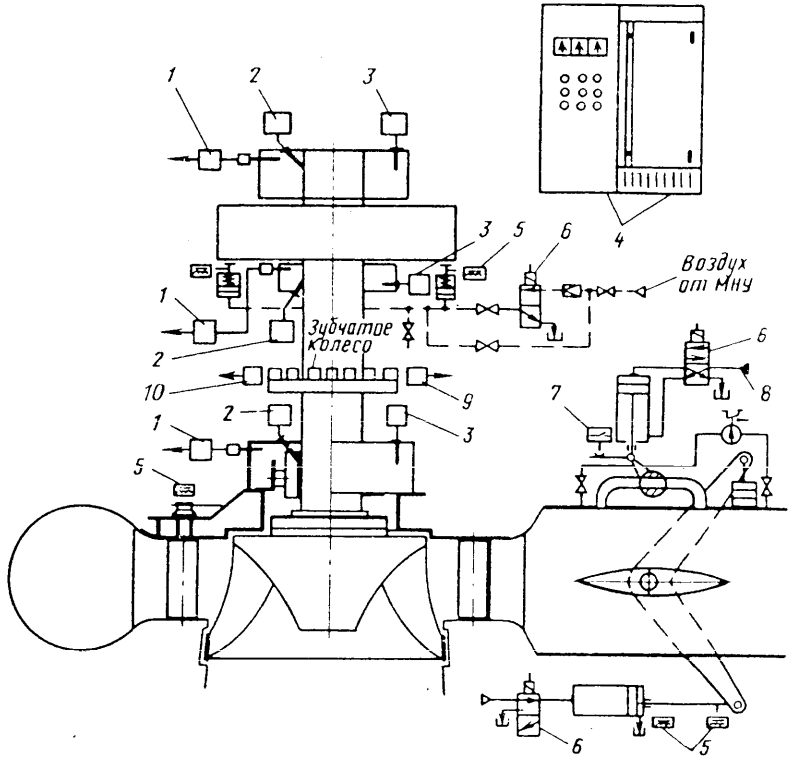


Рис. 4.31. Расположение устройств для управления гидротурбиной:

1 – датчик уровня масла; *2* – датчик температуры подшипника; *3* – датчик температуры масла; *4* – панель управления гидроагрегата; *5* – бесконтактные датчики положения; *6* – золотник управления; *7* – контактный датчик положения; *8* – дифманометр; *9* – датчик частоты вращения; *10* – реле частоты вращения

вания мощности, напряжения, частоты управления вспомогательным оборудованием, охраны ГЭС и сигнализации о неисправностях.

Производство и стандартизация оборудования малых ГЭС в странах СЭВ. Страны СЭВ и СФРЮ в настоящее время производят достаточно большую номенклатуру гидросилового оборудования для малых ГЭС. Основными производителями оборудования являются Румыния, Югославия, Болгария, Чехословакия. В Румынии производятся 4 типоразмера РО гидротурбин с напорами 1–120 м и мощностями 30–1700 кВт, Пр гидротурбины на напоры 1–10 м мощностью 1,5 – 46 кВт (4 типоразмера). В Югославии производятся 90 типоразмеров ковшовых гидротурбин. Болгария производит ковшовые гидротурбины (4 типоразмера) и РО турбины (7 типоразмеров). Поперечно-струйные гидротурбины производит Куба (11 типоразмеров, мощностью 0,5–1000 кВт) и ЧССР (5 типоразмеров). Большое число типоразмеров Пр и ПЛ малых гидротурбин предлагают производственные предприятия ЧССР и ПНР, причем ПНР – в основном прямоточные (трубные) гидротурбины.

Малые гидроагрегаты комплектуются предтурбинными затворами, регуляторами частоты вращения и синхронными или асинхронными генераторами с конденсаторными батареями. В настоящее время начаты работы по стандартизации производимых в странах СЭВ гидротурбин и разделению их производства по типам в целях единства конструктивных и технологических решений в интересах снижения стоимости их производства и удовлетворения запросов потребителей.

4.4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

К электротехническому оборудованию малых ГЭС относятся генераторы с системой возбуждения, выключатели генераторные и линейные, повышающие трансформаторы, ячейки генераторного напряжения со сборными шинами при установке на ГЭС двух или трех гидроагрегатов, шкафы управления и электрических, а также механических защит.

Большое число малых ГЭС имеют один гидроагрегат, поэтому для них схема электрических соединений весьма простая: блок генератор–трансформатор – ВЛ с установкой одного или двух выключателей. При работе на изолированную нагрузку устанавливается только генераторный выключатель. При установке на ГЭС двух-трех генераторов выполняется сборная система шин генераторного напряжения с одним повышающим трансформатором и генераторными выключателями у каждого генератора. При установке асинхронных генераторов к сборным шинам присоединяется батарея конденсаторов для компенсации реактивной мощности и обеспечения самовозбуждения генераторов.

Для питания потребителей собственных нужд в случае, если генераторное напряжение принято 6 или 10 кВ, устанавливается

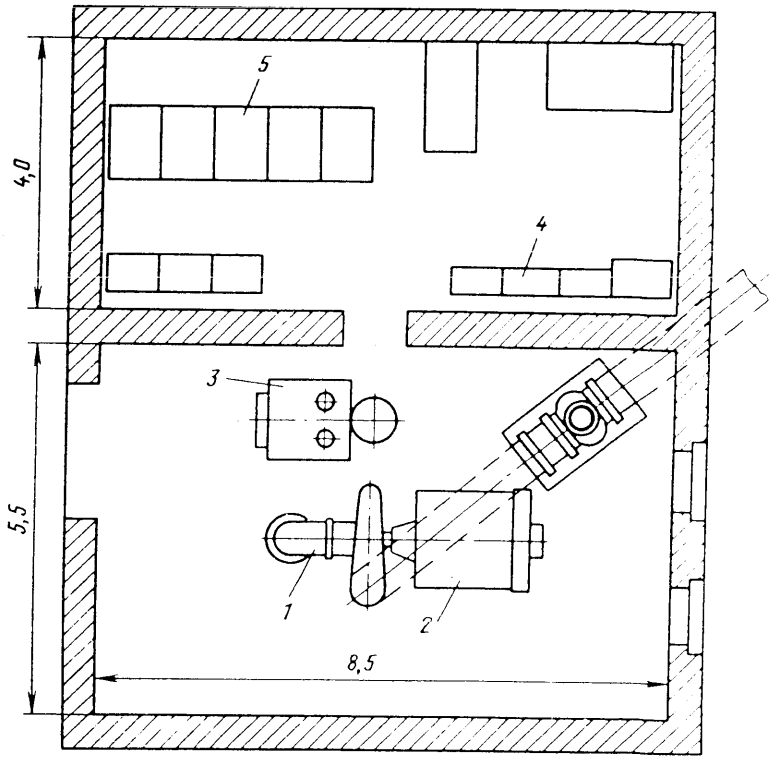


Рис. 4.32. Компоновка оборудования малой ГЭС:

1 – гидротурбина; *2* – генератор; *3* – регулятор; *4* – панели управления; *5* – ячейки РУ 6,3 кВ

трансформатор собственных нужд, подключаемый к сборным шинам генераторного напряжения через предохранители.

Все потребители собственных нужд должны снабжаться переменным током напряжением 380/220 В, включая системы управления и защиты, кроме пусковых устройств агрегата и аварийной сигнализации, которые должны питаться постоянным током от небольшой аккумуляторной батареи напряжением 24 В.

При установке на малой ГЭС микропроцессора его электроснабжение обеспечивается специальным блоком питания, получающим энергию как от сети собственных нужд, так и от аккумуляторной батареи 24 В при пуске ГЭС с нуля и в период остановки.

Распределительное устройство генераторного напряжения может выполняться на типовых заводских ячейках наружной и внутренней установки. Последнее по условиям безопасности предпочтительнее. Применение специального несерийного электротехнического оборудования для малых ГЭС нежелательно, так как это может в даль-

нейшем создать трудности с обеспечением запасными частями и заменой вышедших из строя ячеек или их оборудования. Это же относится и к системам автоматики и электрических защит. Прогресс в электротехнике, по-видимому, позволит в ближайшем будущем размещать электрические шкафы и ячейки в зданиях малых ГЭС без значительного увеличения площади помещений, определяемых установкой основного гидросилового оборудования.

На рис. 4.32 приведена компоновка в здании малой ГЭС электротехнического оборудования и щитов управления.

4.5. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ

В связи с тем что эксплуатационные расходы малой ГЭС существенно влияют на ее эффективность, а зарплата персонала достигает 50% всех эксплуатационных расходов, то основой формирования прицинов управления таких ГЭС должно быть сокращение эксплуатационных расходов. Основные принципы управления и автоматизации малых ГЭС следующие: отсутствие на ГЭС дежурного персонала; периодические осмотры проводятся 1 раз в месяц, а текущие ремонты сооружений и оборудования – выездными бригадами энергосистемы или нескольких малых ГЭС; полная автоматизация работы с оборудования как в условиях работы в энергосистеме, так и на изолированную нагрузку.

Исходя из этих двух основных принципов управления, можно сформулировать и соответствующие требования к оборудованию малых ГЭС: оборудование должно быть простым в управлении и обслуживании; вспомогательное оборудование, необходимое для работы гидроагрегата и его безопасности, должно работать только автоматически и число его должно быть минимально; ремонт оборудования должен сводиться к замене стандартных изнашиваемых узлов запасными, изготовление каких-либо запасных частей на ГЭС не предусматривается; вместо дорогостоящего резервирования основных элементов и частей вспомогательного оборудования и сложных защит следует применять аварийную остановку гидроагрегата с выдачей сигнала на центральный пост управления; регуляторы гидротурбин должны выполнять все функции автоматического управления гидроагрегатом, включая все вспомогательное оборудование; для охраны ГЭС должны быть предусмотрены специальные автоматические охранные устройства.

С учетом этих требований можно себе представить следующий объем органов управления и автоматизации для малой ГЭС с одним–тремя гидроагрегатами:

1. Регулятор турбины с функциями регулятора частоты вращения при работе на изолированную нагрузку и функциями регулятора по водотоку при работе в энергосистему.

2. Маслонапорная установка как аккумулятор энергии для автоматического запуска ГЭС при отсутствиии напряжения на шинах.

3. Электронная панель управления с выполнением всех функций регулирования частоты, режима по водотоку, распределения нагрузки между гидроагрегатами, выполнения последовательности операций при пуске-остановке агрегата, а также управления вспомогательным оборудованием.

4. Устройство для аварийной остановки гидроагрегата при неисправностях системы управления (аварийный золотник при наличии маслонапорной установки или грузовой привод направляющего аппарата при ее отсутствии).

5. Охранные и противопожарные автоматические устройства, включающие предупредительную сигнализацию или средства водяного пожаротушения.

6. Электрические защиты генератора, трансформатора и отходящих фидеров.

Исполнение указанных органов управления может быть обычным с использованием отдельных шкафов управления с традиционными релейными и контактными элементами или современным с использованием микроЭВМ с внешними исполнительными устройствами на бесконтактных элементах.

В связи с развитием электроники использование микроЭВМ получает большое распространение для управления современными малыми ГЭС. Это значительно сокращает габариты системы управления и позволяет не "скупиться" на создание дополнительных задач по оптимизации управления малыми ГЭС. Есть примеры установки микроЭВМ одновременно на несколько (куст) или каскад малых ГЭС, и есть примеры установки индивидуальных микроЭВМ на каждой ГЭС.

Схема управления малыми гидроагрегатами нескольких ГЭС (одним – тремя гидроагрегатами) с использованием микроЭВМ включает три основных блока: блок питания, преобразующий постоянный ток напряжением 125 В в необходимый переменный для разных потребителей, центральный микропроцессор, обеспечивающий автоматическое управление и выдачу информации, дисплей и печатающее устройство. Вспомогательные устройства микроЭВМ включают мультиплексор для размножения сигналов и вспомогательные реле для реализации команд управления. Имеется ряд защит, действующих на остановку гидроагрегата при отказах в ЭВМ.

МикроЭВМ осуществляет следующие автоматические функции: последовательность операций при пуске и остановке гидроагрегата; выдачу команд управления: регулирование, смазка подшипников, включение системы охлаждения и т. п.; защиту турбины и генератора от неисправностей с выходом на реле остановки (электрические защиты на обычных реле); накопление, переработку и выдачу информации о работе гироагрегата; выполнение функций регулирования напряжения и распределения нагрузки между гидроагрегатами.

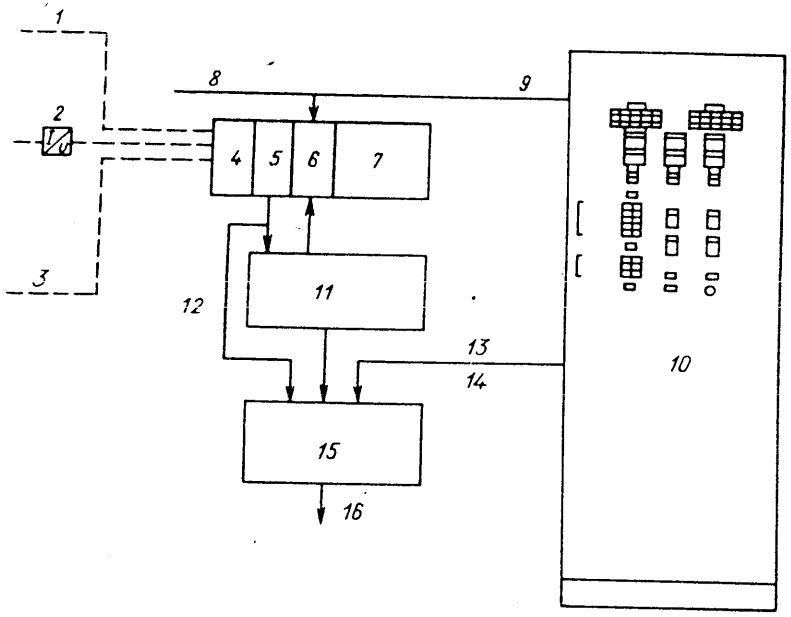


Рис. 4.33. Блок-схема электронной части регулятора:

1 – сигнал уровня ВБ; *2* – сигнал обратной связи регулятора; *3* – сигнал частоты вращения; *4* – аналоговые входы; *5* – дискретные входы; *6* – дискретные выходы; *7* – модуль микропроцессора; *8* – сигналы на реле; *9* – команды пуска-остановки; *10* – щит управления; *11* – дополнительные механические защиты; *12* – команды управления; *13* – контроль команд управления; *14* – ручная аварийная система управления; *15* – силовые фидеры; *16* – к механизмам управления

В качестве примера использования микроЭВМ для управления всем оборудованием ГЭС в одном устройстве может служить регулятор фирмы "Фойт" (Австрия). Блок-схема электронной части этого устройства дана на рис. 4.33.

Использование малогабаритных и надежных микроЭВМ для управления малыми ГЭС в конечном счете снизит их стоимость и эксплуатационные издержки, так как ремонт ЭВМ сводится к замене поврежденных блоков запасными.

4.6 СТОИМОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ

Как уже указывалось, оборудование малых ГЭС занимает весьма большую долю в ее общей стоимости. Эта доля для малых ГЭС при существующих водохранилищах и плотинах достигает 50%. Поэтому при выборе оборудования малой ГЭС, естественно, следует стремиться получить серийно освоенное стандартное оборудование, с тем чтобы не иметь лишних расходов на индивидуальное проектирование и исследования.

Стоимость всего оборудования на стадии детального проектирования определяется по каталогам заводов-изготовителей, а стоимость монтажа и транспорта – на основе имеющихся прейскурантов.

Для оценки стоимости оборудования и ГЭС в целом при рассмотрении экономической целесообразности строительства малых ГЭС на ранних стадиях проектирования могут быть использованы простые эмпирические зависимости, основанные на средних статистических данных с использованием (4.27) и (4.28). Они учитывают следующие исходные положения: стоимость основного гидросилового оборудования (гидротурбин и гидрогенераторов) малых ГЭС составляет 90–92% общей стоимости всего оборудования; срок службы оборудования принят равным 25 лет; среднее число персонала для обслуживания малой ГЭС – 1 чел/год; средняя удельная стоимость гидросилового оборудования по уровню цен 1985 г. принята 3000 руб/т.

Предварительное определение массы генераторов дано в п. 4.2.2, а для определения массы гидротурбин, т, можно воспользоваться формулами из справочника [32]:

для ПЛ турбин

$$M_{\text{т}} = 2{,}88\, D_1^{2,1}\, H^{0,4}; \qquad (4.27)$$

для РО турбин

$$M_{\text{т}} = 17{,}4\, e^{0,49}\, D_1 H^{0,16} \qquad (4.28)$$

Диаметр рабочего колеса турбины D_1 определяется по формуле (4.10) с определением расчетного приведенного расхода гидротурбины от напора на основании графика, приведенного на рис. 4.12.

Умножая массу турбин и генераторов на их удельную стоимость, определяют общую стоимость оборудования. Стоимость монтажа принимают равной 10% общей стоимости оборудования.

Глава 5

МИКРОГЭС

В настоящее время в СССР и во многих других странах к категории микроГЭС относят гидроэлектрические станции мощностью менее 100 кВт, при этом мощность одного гидроагрегата, как правило, до 50 кВт. Граница в 100 кВт между малыми и микроГЭС определена условно. В дальнейшем по мере накопления проектных и конструкторских разработок она будет корректироваться.

Гидроэнергетический потенциал, используемый микроГЭС в СССР, специально не определялся. Как показал проведенный в Гидропроекте анализ технических возможностей энергетического использования стока многих малых рек (равнинных рек мощностью

до 1,7, а горных до 2 тыс. кВт), в основном именно эта часть гидроэнергетического потенциала технически может быть освоена микроГЭС.

МикроГЭС – один из наиболее ранних видов ГЭС в истории развития гидроэнергетики. Они были прообразом крупных гидроэлектростанций и зачастую выполняли роль моделей крупных гидротурбин. По мере интенсивного развития гидроэнергетики ее основные технические решения стали переноситься в малую гидроэнергетику. Созданная в 40-е годы номенклатура микрогидротурбин включала все основные типы, применявшиеся в гидроэнергетике, – пропеллерные, радиально-осевые, ковшовые.

В СССР строительство микроГЭС в 50-е годы осуществлялось в крупных масштабах. Из построенных 6000 малых ГЭС большая часть относится к категории "микро". Они обеспечивали коммунально-бытовые и производственные потребности в электроэнергии сельских населенных пунктов, мелких промышленных объектов и пр.

В перспективе сооружение микроГЭС возможно для энергоснабжения изолированных от энергосистемы (или требующих резервирования) потребителей, число которых в стране еще велико. Например, микроГЭС мощностью 100 кВт может обеспечить электроэнергией сельский поселок с населением 200 чел. или животноводческий комплекс на 300 голов крупного рогатого скота. МикроГЭС могут быть не только источником электроэнергии, но прямым приводом различных машин. Самое широкое применение микроГЭС могут найти для обеспечения электроэнергии стационарных сельских потребителей и объектов отгонного животноводства, горно-добывающих и геологоразведочных объектов, станций и постов гидрометслужбы, туристических и других рекреационных комплексов, лесозаготовительных и охотничьих хозяйств, предприятий по производству и переработке рыбы, военных объектов и многих др.

По экспертной оценке Киргизского научно-исследовательского отдела энергетики (КиргНИОЭ) имеющихся заявок организаций только в системе Агропрома Киргизской ССР ежегодно может быть внедрено до 1000 гидроагрегатов на микроГЭС. В целом по стране их ежегодная потребность может превысить 8 тыс., а с учетом экспорта – до 10 тыс. гидроагрегатов. Интерес к использованию микроГЭС проявляют многие страны (Монголия, Куба, Индия, Вьетнам и др.).

В настоящее время для энергоснабжения мелких рассредоточенных потребителей в основном применяются дизельные и бензоэлектрические агрегаты, выпускаемые отечественной промышленностью. Наряду с важными преимуществами по транспортабельности, автоматическому регулированию, простоте пуска и остановки эти агрегаты имеют существенные недостатки – использование дефицитного дизельного и особенно бензинового топлива и масла, загрязнение окружающей природной среды выхлопными газами и топливом, необходимость создания запасов топлива и высокая пожарная опасность, сложность доставки топлива на большие расстояния, необходимость постоянного обслуживания, высокий уровень шума.

Замена или дополнение дизельных и бензоэлектрических агрегатов там, где это возможно, микроГЭС может существенно улучшить энергоснабжение и повысить эффективность множества мелких потребителей.

Наибольшее число изолированных энергопотребителей в СССР сосредоточено на Дальнем Востоке, Севере, в горных районах Средней Азии и Кавказа, в Казахстане, Алтайском крае и т. д.

Сооружение микроГЭС возможно при размещении их в составе различных гидротехнических объектов для попутного получения электроэнергии (на водосбросах, в системах водоснабжения, на каналах).

Для применения микроГЭС особо перспективны объекты со значительным преобладанием энергопотребления в летний период над зимним, поскольку множество малых рек в зимний период практически не имеет стока, а сезонное его регулирование существенно снижает экономическую эффективность микроГЭС.

В некоторых случаях целесообразно применение микроГЭС в комплексе с ветроэнергоустановкой, гелиоустановкой и другими энергоисточниками. Создание таких энергокомплексов является одним из перспективных направлений разработок.

Применительно к различным природным условиям можно выделить два типа микроГЭС: реализующих потенциальную энергию или кинетическую энергию водотока.

Примерами первого типа являются микроГЭС с традиционным оборудованием, русловые либо деривационные, а также разрабатываемые в последние годы так называемые рукавные ГЭС (разновидность деривационных).

МикроГЭС второго типа устанавливаются непосредственно в водотоке. Примерами их являются разработанные и применявшиеся в СССР гирляндные ГЭС конструкции Б.С. Блинова и др., триллексная вертикальная Ю.М. Новикова, штанговая плоскопараллельная и плоскоподъемная М.И. Логинова, Ю.М. Новикова, торцевая мембранная, роторного типа и капсульные гидроагрегаты, применяемые за рубежом.

В 50-е годы в СССР серийно производились гидроагрегаты для микроГЭС на напоры от 1,5 м, расход воды от 0,49 $м^3/с$ при минимальной мощности гидротурбины 6,7 кВт. В настоящее время в СССР вновь начато производство оборудования для микроГЭС.

Вопросами перспектив использования, технического оснащения и разработки нетрадиционных конструкций микроГЭС в настоящее время занимаются в г. Фрунзе Киргизский научно-исследовательский отдел энергетики (КиргНИОЭ) Минэнерго СССР и институт "Водоавтоматика и метрология" Минводхоза СССР, а также в Ленинграде ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева и ЛПИ им. М.И. Калинина.

Технические решения, применяемые при создании микроГЭС, разнообразны. Это и традиционные: применение практически всех гидротурбин, используемых в гидроэнергетике (радиально-осевых, пропеллерных, ковшовых); много нетрадиционных предложений, например гирляндные ГЭС.

Гирляндные ГЭС создавались для работы на больших и малых водотоках, каналах. Условиями для их использования являются возможность свободного обтекания гидротурбины водным потоком и отсутствие специальной организации потока с помощью гидросооружений. Известны поперечные и торцовые гирляндные ГЭС конструкции Б.С. Блинова, Е.С. Бирюкова. Поперечная конструкция применяется на реках с широким руслом, торцовая – на реках малой ширины. Поперечная гирляндная ГЭС состоит из нескольких гидротурбин, жестко закрепленных на стальном тросе (выполняющем роль гибкого вала), редуктора и гидрогенератора. Трос с гидротурбинами располагается в воде поперек реки и удерживается на обоих берегах якорями или анкерными опорами. Сила лобового сопротивления гирлянды гидротурбин при обтекании ее водным потоком натягивает трос. Благодаря этому гирлянда не опускается на дно реки и создаются условия для передачи крутящего момента от гидротурбин к тросу, а от него к редуктору, расположенному на берегу. В прошлом применялись гирляндные гидротурбины диаметром 20–50 см. Мощность одногирляндной микроГЭС, составленной из поперечных гидротурбин, определяется по формуле

$$N = DL\,\frac{V^3}{2}\,\eta_н \eta_р \eta_г \qquad (5.1)$$

где N – мощность на клеммах гидрогенератора, кВт; D – диаметр гидротурбины, м; L – длина активной части гирлянды, м; V – скорость водного потока, м/с; $\eta_н$ – коэффициент, характеризующий качество профиля гидротурбины (для турбины Е.С. Бирюкова $\eta_н$ = = 0,46); $\eta_р$, $\eta_г$ – КПД, равный для редуктора 0,7–0,9 и генератора 0,75–0,9 соответственно.

В зависимости от соотношения необходимой мощности и параметров водотока выбирается число устанавливаемых гидротурбин.

Применяются также схемы многогирляндных микроГЭС с параллельным и лучевым расположением гирлянд.

На узких водотоках отбор мощности поперечными гирляндными ГЭС затруднен, поэтому когда появляется необходимость установки большого числа гирлянд, предлагается установка торцовых гидротурбин. В отличие от поперечной гидротурбины, в которой активная плоскость, воспринимающая силу движущегося водного потока, располагается параллельно оси троса, торцовая гидротурбина ориентирована этой плоскостью перпендикулярно оси троса. Эффективность использования мощности потока торцовыми гидротурбинами значительно ниже, чем поперечными.

Широкого применения гирляндные ГЭС не получили. При внешней простоте получения электроэнергии они имеют и недостатки, осложняющие их эксплуатацию: незащищенность от повреждения плавающими предметами, невозможность работы при значительных суточных колебаниях глубины потока, что, как правило, наблюдается на малых горных реках дождевого и ледникового питания, необходимость обеспечения постоянной переправы с берега на берег и содержания эксплуатационного персонала и пр.

Киргизским филиалом ВНИИЭМ была разработана и изготовлена для производственной проверки партия опытных образцов микроГЭС конструкции А.С. Мелешко мощностью 0,6 тыс. кВт. Гидроагрегат состоит из гидротурбины типа "Банки", гидрогенератора, регулятора напряжения, водозаборника и гибкого напорного шланга из капрона. Привод гидротурбины микроГЭС осуществляется за счет создания напора воды в рукаве, укладываемом по уклону речной долины. Общий вес микроГЭС составляет всего 50 кг. Однако она имела некоторые конструктивные недостатки, в дальнейшем была усовершенствована.

В КиргНИОЭ созданы экспериментальные образцы рукавных переносных ГЭС (РПГЭС), рассчитанные на выработку переменного трехфазного тока частотой 50 Гц, напряжением 380/220 В + 10%:

	РПГЭС 1,5	РПГЭС 3
Мощность, кВт	1,5	3
Масса энергоблока, кг	90	100
Длина гибкого водовода, м	100	100
Расход воды в водотоке, л/с	70	120

Работа этих РПГЭС обеспечивается от малых рек и ручьев с минимальным уклоном 3,5°. В настоящее время разрабатываются аналогичные конструкции мощностью до 10 кВт.

Длительная производственная эксплуатация опытных образцов РПГЭС мощностью 1,5 кВт показала, что они просты в управлении и надежны в эксплуатации, не требуют постоянного обслуживающего персонала, могут быть смонтированы и пущены в работу лицами без специальной подготовки, обеспечивают электроэнергией весь набор бытовых и производственных электроприемников малых объектов, могут быть использованы в условиях с передвижным (кочевым) характером работы. Качество вырабатываемой на РПГЭС электроэнергии отвечает требованиям, предъявляемым к таким микроГЭС.

Применение РПГЭС ограничивается водотоками горного типа с достаточно большим уклоном. В отдельных случаях при наличии водоподпорной плотины неэнергетического назначения РПГЭС может использовать напор на плотине.

Интерес к применению микроГЭС, разработке и производству для них оборудования широк. Эти вопросы рассматривались на 2-й Европейской конференции по малым ГЭС в 1986 г. По результатам обработки материалов различных фирм конференцией была разрабо-

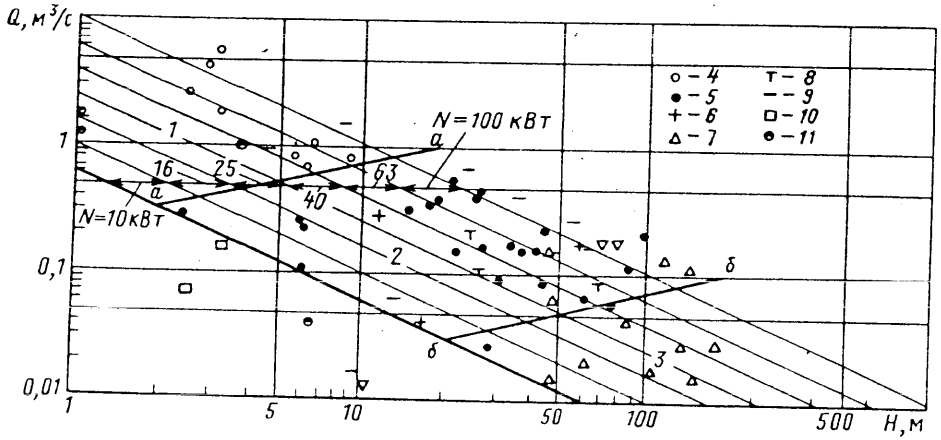


Рис. 5.1. Номограмма для определения области применения гидротурбин мощностью менее 100 кВт:

1 – пропеллерные; *2* – двукратные (поперечно-струйные); *3* – ковшовые; *4* – капсульные или "трубные" гидротурбины; *5* – двукратные; *6* – центробежные насосы; *7* – ковшовые гидротурбины; *8* – гидротурбины Тюрго; *9* – РО гидротурбины; *10* – водяные колеса; *11* – осевые насосы; а-а, б-б – границы области применения гидротурбин

тана номограмма для определения областей применения различных типов гидротурбин для ГЭС мощностью менее 100 кВт в зависимости от расхода, напора, мощности (рис. 5.1). Из номограммы видно, что в качестве микротурбин также возможно использование серийных центробежных насосов (см. § 4.1).

Многие зарубежные фирмы, например австрийские "Элин" и "Кесслер", шведская "Скандиа" (рис. 5.2) и др., выпускают компактные микроГЭС, полностью изготовленные, смонтированные и испытанные на заводе. Стандартные гидроагрегаты состоят из гидротурбины, трансформатора, распределительных устройств, аппаратуры регулирования и управления и доставляются к месту установки в собранном виде.

Большое число микроГЭС производится в КНР, где из работающих 90 тыс. малых ГЭС имеют мощность менее 25 кВт 60 тыс., т. е. это микроГЭС. Оборудование для них стандартизировано и применяется, начиная с мощности 12 кВт.

Отсутствие в настоящее время в СССР промышленных установок микроГЭС не позволяет дать рекомендации по их применению, хотя предварительные расчеты показывают, что использование микроГЭС вместо дизельных и бензоэлектрических агрегатов дает значительный экономический эффект. Потребность в них велика, а условия применения чрезвычайно разнообразны – от объектов, расположенных на больших высотах в горных районах Средней Азии, до мелких равнинных водотоков в суровых условиях Якутии. Диа-

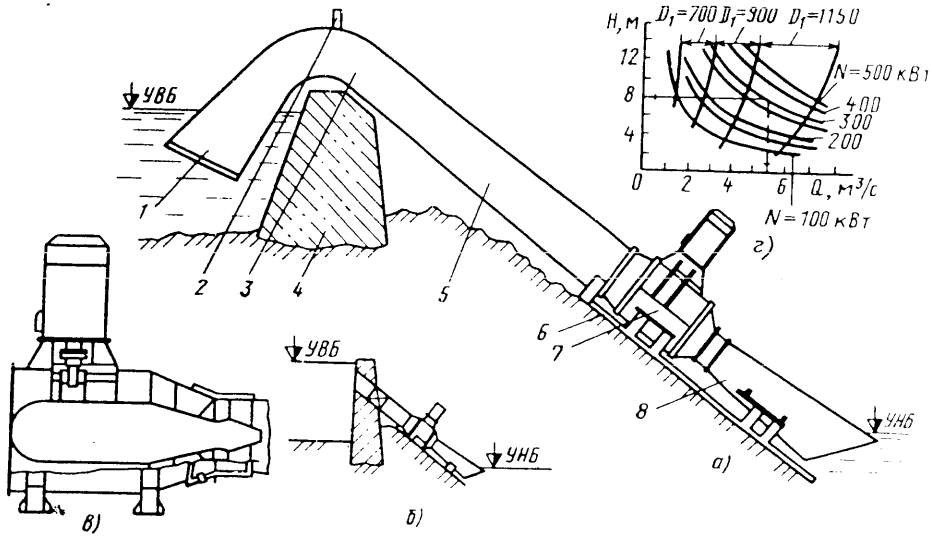


Рис. 5.2. Гидроагрегат фирмы "Скандиа":

а – установочная схема; *б* – вариант установки гидроагрегата в устое плотины; *в* – разрез по гидроагрегату; *г* – график для определения области применения гидроагрегата; *1* – сифонный водоприемник; *2* – вакуумный насос; *3* – клапан срыва вакуума; *4* – плотина; *5* – турбинный водовод; *6* – фундамент; *7* – ПЛ гидротурбина с генератором; *8* – отсасывающая труба

пазон используемых напоров от 2–3 до 100 м и расходов от 0,1 до 5,0 м³/с.

Решение задачи создания промышленных образцов возможно либо созданием нескольких типов более простых гидроагрегатов ограниченного применения, либо созданием одной двух конструкций, хотя и более сложных, но перекрывающих практически весь диапазон применения, с использованием электронных регуляторов частоты вращения.

МикроГЭС из-за их специфики в отдельных случаях должны одновременно обеспечивать потребителей теплом и электроэнергией для приготовления пищи. Поэтому создание и широкое использование технологичных и простых в обслуживании микроГЭС нескольких различных модификаций позволят решать не только энергетические, но и социальные задачи: создание более комфортных условий труда и быта для многих тысяч животноводов, геологов, метеорологов и людей других профессий, проживающих в труднодоступных и удаленных районах, что будет способствовать закреплению кадров и повышению эффективности общественного производства.

ВОДОХРАНИЛИЩА МАЛЫХ ГЭС И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЮ

Сооружение малой ГЭС, если она не пристраивается к существующему узлу или каналу, системе водоснабжения или водоотведения, связано с созданием водохранилища. Всесторонняя оценка в проекте влияния таких водохранилищ на окружающую природную среду приобретает в современных условиях все большее значение.

Малые ГЭС могут быть созданы не только на малых, но на средних и крупных реках тоже. Созданию относительно крупных водохранилищ уделяется достаточно внимания в специальной литературе. Здесь подробно рассмотрены особенности малых водохранилищ.

В отличие от крупных водотоков малые реки теснее связаны с окружающей природной средой. Каждое изменение в ландшафте водосбора малой реки (сведение леса, распашка земель и другое хозяйственное освоение) быстро отражается на поверхностном стоке и, как следствие, на режиме ее питания. Из-за меньшей глубины малых рек удельное значение их подземного питания значительно меньше, чем у крупных рек. Меньшее подземное питание малых рек – одна из причин более неравномерного, чем у крупных рек, внутригодового распределения стока. Большую неравномерность стока малых рек порождают и другие причины.

Неравномерность стока оказывает влияние на гидрохимический режим малых рек. Поскольку паводковый сток находится в русле малой реки непродолжительное время – всего в течение нескольких суток или даже часов, река не успевает очиститься от загрязнений под влиянием естественных биологических и химических процессов. Особенно это сказывается в межень (период грунтового питания). Из-за этого загрязненность малых рек, даже при относительно небольших поступлениях загрязнений, может превысить допустимую.

С развитием народного хозяйства существенно изменились функции малых рек и антропогенная нагрузка на них. Значительно уменьшилось их энергетическое использование. В 1911 г. на территории России насчитывалось 144 тыс. водяных мельниц, которые создавали благоприятный режим реки (увеличение глубины, аэрацию потока). С ликвидацией их ухудшилось состояние малых рек, так как для нормальной эксплуатации мельниц приходилось следить за состоянием водосбора во избежание заиления подпертого участка реки.

В настоящее время важнейшими факторами, негативно воздействующими на малые реки, являются сокращение меженного стока (главным образом за счет мелиорации земель, лесосводки, сельскохозяйственных работ) и загрязнение их промышленными и хозяйственно-бытовыми стоками. По существу, многие малые реки в

промышленно освоенных районах превращаются в сточные коллекторы.

В связи с этим уменьшилось рыбохозяйственное значение малых рек, на многих из них в прошлом находились нерестилища не только туводных, но и проходных рыб.

Сохраняется рекреационное значение малых рек, являющихся местом отдыха. Однако многие малые реки используются как водоисточники для развития местного орошения и коллекторы для сброса вод с осушаемых участков.

На пойменных землях малых рек расположены лучшие сельскохозяйственные угодья (луга, пастбища, пашни). Интенсивная хозяйственная деятельность привела к тому, что некоторые малые реки практически обезводились, пересохли или заились.

Все эти обстоятельства необходимо принимать во внимание при создании водохранилищ малых ГЭС. К сожалению, на многих малых реках не ведутся гидрометрические наблюдения за стоком, минерализацией, загрязненностью воды, нет учета хозяйственного использования речного стока и сбросов сточных вод, что осложняет разработку многих инженерных решений по малым водохранилищам.

При проектировании малых водохранилищ следует учитывать все многообразие факторов, влияющих на условия их формирования и эксплуатации. Это влияние сказывается на формировании ложа и берегов водохранилищ, на природные условия прилегающей территории, экологию нижележащего участка реки.

Как же влияют различные факторы на природу образования водохранилищ малых рек?

Геолого-морфологические условия района размещения водохранилища определяют геологию речной долины, условия образования твердого стока, состав донных отложений, биогенных элементов, процессы береговой абразии и др. По этим условиям выделяют водохранилища тундры и лесотундры, равнинные водохранилища лесной, лесостепной и степной зон, пустынь и полупустынь, а также горные водохранилища. Важным фактором, влияющим на формирование водохранилищ малых ГЭС, является морфология речной долины, определяющая его глубоководность, соотношение мелководной и глубоководной зон. Опыт эксплуатации малых водохранилищ показывает, что относительные размеры мелководной зоны являются порой одним из решающих элементов при выборе параметров водохранилища, так как негативное влияние этой зоны на гидробиологический режим водохранилищ общеизвестно.

На формирование природы малых водохранилищ существенно сказываются гидрологические условия, определяющие гидродинамическое развитие внутриводоемных процессов: водообмен водохранилища, режим течений, водный и тепловой баланс, термический режим в нижнем бьефе, уровенный и волновой режимы. Из этих факторов следует особо выделить водообмен, значение которого в условиях сильной загрязненности малых рек велико. На условия

10–6882

водообмена влияют и морфометрические особенности водохранилища. Естественно, что чем ниже степень зарегулированности стока водохранилищем, тем выше водообмен. Однако условия повышения водообмена в водохранилище противоречат стремлению увеличить гарантированную энергоотдачу ГЭС, поэтому их увязке также следует уделять внимание. На качество воды в водохранилище влияют водообмен и процессы естественного биологического самоочищения. Для неблагополучных по качеству воды водотоков, особенно расположенных в зонах с низкими температурами, что снижает активность процесса самоочистки, решающим для качества воды водохранилищ малых ГЭС является водообмен.

Важным при образовании водохранилищ малых ГЭС является береговая абразия. Наиболее активно процессы обрушения и переформирования берегов идут в приплотинной части. Наблюдениями установлены три стадии развития береговой абразии: становление, стабилизация и отмирание. На первой стадии интенсивно идет процесс обрушения берегов, формирование прибрежных отмелей, выравнивание береговой линии (срезка мысов и заполнение продуктами абразии и наносами заливов). Интенсивность этого процесса зависит от литологического состава пород и морфометрии водохранилища. Данные эксплуатации [39] показывают, что становление берегов малых водохранилищ в основном завершается к 15–20 годам, в целом же этот процесс может продолжаться 100 и более лет.

Активность береговой абразии малых водохранилищ может существенно влиять на интенсивность их заиления, а отдельные участки береговой полосы, перспективные на образование крупных оползней, могут требовать проведения специальных мероприятий по их стабилизации и закреплению. Выявлению таких участков необходимо уделять внимание на стадии проектирования малых ГЭС.

При образовании водохранилищ малых ГЭС происходит процесс аккумуляции наносов. Недостатки прогнозирования этого процесса привели к заилению многих ранее построенных водохранилищ малых ГЭС, особенно в горных и предгорных районах, на реках с высоким содержанием наносов, например ГЭС с такими водохранилищами Земоавчальская, Гумати-1, Читахеви, Сухуми, Чирюртская и другие ГЭС. Все они имеют относительную емкость менее 0,01%.

Заиление малых водохранилищ происходит от зоны выклинивания подпора к плотине. В верховье водохранилища заиление начинается не в русловой, а в пойменной части; русловая часть заиливается от плотины. На интенсивности заиления сказывается также береговая абразия, волновая активность, ветровая эрозия, водная растительность. Последняя особенно влияет на формирование ложа водохранилищ в мелководной зоне, порой постепенно превращая их в болото. Для водохранилищ малых ГЭС, где процент мелководий (глубины до 2 м) выше, чем у крупных водохранилищ, и они занимают 25–90% площади и 10–45% объема, опасность зарастания велика, и тому имеется множество примеров [39].

При проектировании водохранилищ малых ГЭС их заилению следует уделять особое внимание. Очевидно, не всегда экономически оправдано будет создание необходимого мертвого объема в водохранилище малой ГЭС с длительным периодом его заполнения. В некоторых случаях можно периодически в процессе эксплуатации производить очистку от наносов, предусматривая для этого в проекте площадку размещения отвалов, а также и хозяйственное использование наносов. Донные отложения водохранилищ могут быть различными. В зависимости от их химического состава и физико-механических свойств они используются на удобрения, стройматериалы [39].

Многообразно влияние водохранилищ малых ГЭС на экологию.

Влияние на гидрологический режим. Создание водохранилищ малых ГЭС ведет к трансформации речного стока в зависимости от характера регулирования – суточного, недельного, сезонного, многолетнего. Для таких водохранилищ характерны первые два вида регулирования. В большинстве случаев эти водохранилища незначительно изменяют внутригодовое распределение речного стока, хотя имеются примеры водохранилищ достаточно глубокого регулирования [39].

В районах неустойчивого увлажнения влияние регулирования речного стока водохранилищами малых ГЭС более ощутимо. Выполняя суточное регулирование, малые ГЭС увеличивают суточную амплитуду колебания уровней на нижележащем участке реки в межень. В целом на меженные среднесуточные уровни нижележащего участка реки малые ГЭС значительного влияния не оказывают. Положительная же роль создания подпорных уровней на малых реках определенных размеров доказана всем прошлым опытом сооружения мельничных плотин.

Потери на испарение из водохранилищ изменяют естественный водный баланс водотока.

Изменение уровня грунтовых вод. В отличие от водоемов природного образования искусственные водохранилища в короткие сроки нарушают ход естественного развития природных комплексов. В зоне водохранилища в результате подтопления происходит повышение уровня грунтовых вод, изменение их режима, химического состава, характера питания и состава почв, микроорганизмов, растительности. Развитие подпора грунтовых вод происходит в две стадии: интенсивного (5–10 лет) и замедленного (15–20 лет) подъема. Размеры подтопления зависят от морфометрии речной долины и высоты подпора. Для хозяйственного освоения подтапливаемой территории, особенно для равнинных рек, необходимо в проекте ГЭС предусматривать специальные мелиоративные мероприятия – дренаж, подсыпку территории, подбор состава севооборотов и др.

Изменение микроклимата прибрежной зоны. С созданием водохранилищ в прибрежной зоне происходит и изменение радиационного баланса, температуры и влажности воздуха, ветрового режима и осадков. Эти изменения зависят от размеров (площади, протяженности, объема) водохранилища, особенностей окружающей природы. Водохранилище влияет как охлаждающе (более длительно), так и потепляюще. Результаты исследований на водохранилищах Рачунской, Саковщинской и других малых ГЭС показали, что зона их прямого влияния на микроклимат прибрежной территории в охлаждающий период занимает всего 250–300 м, в период потепления 25–50 м. При площади водоема до 60–70 км^2 и объеме до 250 млн. м^3 зона прямого влияния возрастает до 600–1500 м в охлаждающий период и до 100–250 м в период потепления. На открытых, не залесенных участках эта зона может увеличиться.

С созданием водохранилищ могут произойти некоторые изменения в ветровой деятельности. В районе акватории могут изменяться направление ветра и его скорость, что следует учитывать при расчетах волнового режима.

Регулирование стока водохранилищами малых ГЭС изменяет режим реки в нижнем бьефе, что имеет некоторые последствия. При суточном и недельном регулировании стока постоянные колебания уровней воды в нижнем бьефе усиливают деформацию берегов на участках реки, особенно в первые годы. В дальнейшем эти процессы затухают.

Сезонное регулирование стока приводит к сокращению размеров поймы и длительности ее затопления, что наряду с положительным эффектом в борьбе с паводками осложняет сельскохозяйственное использование поймы – сокращаются площади заливных лугов.

В нижнем бьефе малых ГЭС происходит также активизация русловых процессов – непосредственно за плотиной размывы русла и его углубление, на нижележащем участке русла образование зоны аккумуляции наносов.

Изменяется и температура воды в реке ниже плотины – зимой она повышается, летом понижается. Изменения термического режима в нижнем бьефе зависят от глубины и объема водохранилища, района его размещения. Однако для малых водохранилищ изменения термического режима в нижнем бьефе несущественны.

Исследованиями [39] на Осиновичской малой ГЭС установлено, что малые водохранилища выполняют роль биологического очистного сооружения и способствуют увеличению содержания в воде нижнего бьефа кислорода, азота, уменьшению содержания углекислоты. Улучшению кислородного режима способствует и аэрация воды при прохождении через гидротурбину. Повышение содержания кислорода в воде ниже малых ГЭС улучшает условия обитания рыб, уменьшая вредное воздействие на них, снижая зимние и летние заморы.

Таблица 6.1. **Назначение водохранилищ обследованных малых ГЭС**

Назначение	Число водохранилищ	В том числе в ведении	
		Минэнерго СССР	Прочих ведомств
Энергетическое	293	262	31
Комплексное	95	89	6
Всего	388	351	37

Накапливая значительное число биогенных элементов, водохранилища малых ГЭС обладают достаточно высокой рыбопродуктивностью.

Таким образом, влияние водохранилищ малых ГЭС на окружающую среду так многообразно, что учет всех факторов представляется достаточно сложным. Как показывает обследование многих водохранилищ, их влияние в целом положительно.

Использование водохранилищ малых ГЭС. Обследование 388 малых ГЭС показало,что их водохранилища имеют различное и, как правило, комплексное назначение (табл. 6.1).

Опыт показывает, что характер использования малых водохранилищ в процессе эксплуатации изменяется. Так, многие водохранилища первоначально исключительно энергетического назначения со временем его утратили, т. е. ГЭС при них были ликвидированы, но резко возросла их роль как объектов рекреации, водообеспечения, рыбоводства, транспорта. Сейчас поставлена задача максимально широкого энергетического использования водохранилищ, созданных для других целей и в первую очередь для орошения. Все более важное значение приобретает рекреационное использование малых водохранилищ. На них создаются санатории, зоны и базы отдыха, туристские и спортивные комплексы и т. д.

Комплексное использование водохранилищ малых ГЭС – одно из важнейших решений, правильная разработка которого позволит повысить экономическую эффективность как ранее построенных, так и вновь намечаемых к строительству ГЭС.

Водохранилища малых ГЭС, влияя на природу, сами подвергаются воздействию окружающей среды. Будучи малыми, они более чувствительны к антропогенной нагрузке, особенно к загрязнению элементами, не поддающимися процессам биологического самоочищения. Известны примеры, когда всего одно промышленное предприятие своими сбросами сточных вод делало неприемлемым комплексное использование малого водохранилища. Поэтому санитарной охране малых водохранилищ следует уделять особое внимание при проектировании малых ГЭС.

11–6882

Глава 7

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ ЗА РУБЕЖОМ

Строительство малых ГЭС во многих странах имеет давнюю историю.

В начале XX века их интенсивное строительство велось в Северной Америке, Европе, Азии. В середине 20-х годов вырабатываемая электроэнергия обеспечивала около 40% мирового энергопотребления.

Затем в развитии малой гидроэнергетики наступил длительный, до середины 70-х годов, спад. Во многих странах было не только приостановлено строительство новых малых ГЭС, но и законсервированы многие действующие. Например, в Норвегии из 1818 действующих в 1944 г. малых ГЭС мощностью 1 тыс. кВт к 1979 г. в эксплуатации осталось 250. В США с 1930 по 1970 г. было выведено из эксплуатации 3009 малых ГЭС. В это же время в ряде стран, особенно в Европе (Австрия, Швейцария, ФРГ), освоение гидроэнергетических ресурсов малыми ГЭС продолжалось, что было обусловлено природными, социально-экономическими и другими особенностями. Около 90000 малых ГЭС было построено за последние 30 лет в Китае [43–49].

С середины 70-х годов вследствие мирового энергетического кризиса малая гидроэнергетика начинает привлекать к себе все большее внимание. Кроме резкого повышения стоимости нефти этому способствуют:

ужесточение требований к охране окружающей природной среды, что привело к существенному росту затрат на строительство ТЭС и АЭС, осложнениям в подборе площадок и сдаче в эксплуатацию построенных АЭС (в США), а в отдельных случаях (например, в Бельгии) даже к выводу из эксплуатации ряда действующих АЭС;

освоение отдаленных и труднодоступных районов и необходимость их электрификации;

исчерпание возможностей освоения крупных водотоков (Австрия. Швейцария, Канада, Швеция, Норвегия, Япония и др.);

повышение требований к комплексному использованию водных ресурсов;

совершенствование технологии проектирования, строительства и эксплуатации малых ГЭС, повышение их экономической эффективности. Рост масштабов проектирования и строительства малых ГЭС привел к расширению международного сотрудничества в данном вопросе. Различные аспекты сооружения малых ГЭС рассматривались на многих международных конференциях и симпозиумах, самыми представительными из которых были Европейская конференция в 1982 г. (Монте-Карло) и Международные конференции по малым ГЭС в 1984 г. (Сингапур) и 1986 г. (КНР) [41].

Многие страны кооперируются в решении практического развития малой гидроэнергетики. Так, в перспективных планах энергетической организации латиноамериканских стран (ОЛАДЭ) значительное место отведено строительству малых ГЭС. В юго-восточной Азии (г. Ханчжоу, КНР) создается региональный научно-исследовательский центр по проблеме использования энергии малых рек.

Международной энергетической комиссией (МЭК) в Техническом комитете по гидравлическим турбинам создана рабочая группа, в задачу которой входит разработка общих технических требований для проектирования и строительства малых ГЭС на основе обобщения имеющегося опыта. Рабочая группа разрабатывает общие технические требования и готовит руководство по проектированию малых ГЭС, строительству, управлению, эксплуатации и ремонту с учетом местных условий разных стран, составлению спецификаций на оборудование [41].

7.1. ПОТЕНЦИАЛ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ ЗА РУБЕЖОМ

Во многих странах мира определяется потенциал малой гидроэнергетики и разрабатываются национальные программы его освоения. В табл. 7.1 [17, 43–48] приведены сведения о потенциале малой гидроэнергетики и возможном его использовании в разных странах.

Работа по оценке потенциала в разных странах ведется по-разному, и не везде одинаковый смысл вкладывается в это понятие: либо потенциал определяется путем выявления отдельных наиболее перспективных объектов применительно к конкретным энергопотребителям, либо эта работа имеет более масштабный характер. Например, в США выявление возможностей строительства малых ГЭС при существующих плотинах было организовано Корпусом военных инженеров, который за три месяца обследовал более 40 тысяч неэнергетических гидроузлов. В США ведется всеобъемлющее выявление возможностей сооружения малых ГЭС на системах орошения, коммунально-бытового и промышленного водоснабжения, судоходных сооружениях и т. д. Обширное и планомерное исследование потенциала малых ГЭС ведется во Франции, Японии, КНР. Как правило, в литературе приводятся данные о техническом потенциале малой гидроэнергетики. В некоторых странах, например в США, его отождествляют с экономическим, хотя одновременно приводятся осторожные оценки эффективности малых ГЭС.

При определении возможностей сооружения малых ГЭС в первую очередь уделяется внимание восстановлению ранее заброшенных. Так, в США намечается восстановить 2150 из 3000 выведенных из эксплуатации малых ГЭС, в Швейцарии 3700; восстанавливаются малые ГЭС в ГДР, Франции и других странах.

В развивающихся странах использование энергии малых ГЭС рассматривается как важная составная часть программы электрификации отдаленных и труднодоступных районов. В настоящее время в

Таблица 7.1. **Потенциал малой гидроэнергетики и его освоение в разных странах мира**

Страна	Предельная мощность малой ГЭС, тыс. кВт	Потенциал малых ГЭС								Примечания
		Всего		Действующие		Проектируемые и строящиеся			Намечаемые к строительству			
		N, тыс. кВт	Э, млрд. кВт·ч	Число ГЭС	*N*, тыс. кВт	Число ГЭС	*N*, тыс. кВт	Э, млрд. кВт·ч	Число ГЭС	*N*, тыс. кВт	Э, млрд. кВт·ч	
США	30	...*	...	...	7000	7455	13 465	46,1	3000–6000	35 000–68 000	85–160	–
Англия	25	...	1,4	...	...	...	...	...	500	...	...	–
Новая Зеландия	25	...	...	60	56	28	236	...	100	50	4	–
КНР	12	7000	...	89 000	8300	...	...	...	...	...	...	Ежегодно вводятся малые ГЭС суммарной мощностью до 300 тыс. кВт и в перспективе намечается вводить мощности до 3000 тыс. кВт в пятилетку
СРР	10	...	5	...	...	...	...	...	...	...	3	–
ЧССР	10	...	2,83	258	174	28	62,35	0,27	652	926,59	2,97	Программа рассчитана до 2000 г.
Австрия	5	600	5	1300	370	...	...	4	...	...	...	–
Франция	5	...	3	...	1383	150	...	3	18	61	0,2	–
Италия	2	...	11	...	...	...	...	...	...	...	6	–
Швейцария	2	...	...	2300	...	...	...	...	350	37	0,25	Программа рассчитана до 1996 г.
Швеция	2	...	...	600	...	...	...	...	1350	550	2,1	То же до 2000 г.
Испания	...	...	...	735	500	...	1280	6,9	113	101	0,4	–
Норвегия	...	...	...	346	746	...	...	9	...	...	...	–
Португалия	...	...	7	82	...	...	...	3,8	...	...	...	–
Финляндия	...	...	...	...	...	800	1,5	...	...	...	...	–
Япония	...	...	...	1350	7000	1930	4161	21,8	2060	11 160	...	Программа рассчитана на ближайшие 10 лет

*Знак ... обозначает, что авторы сведений не имеют.

ООН разрабатываются проекты строительства малых ГЭС для 42 развивающихся стран. Уже подготовлены проекты 41 малой ГЭС мощностью 100–150 кВт для Малайзии, создается программа сооружения малых ГЭС для Филиппин и Таиланда. Учитывая большой опыт КНР в строительстве малых ГЭС, ООН заключила с ней соглашение о строительстве в г. Ханчжоу международного центра по исследованию и развитию малых ГЭС, где также будет обучаться персонал для их обслуживания.

7.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ МАЛЫХ ГЭС

Экономические показатели малых ГЭС зависят от многих факторов – установленной мощности, наличия готового напорного фронта, уровня стандартизации энергетического оборудования (индивидуальное или серийное изготовление), типизации проектных решений, степени автоматизации управления и др.

Как и для крупных ГЭС, первоначальные затраты при сооружении малых ГЭС в среднем выше, чем для электростанций других типов. В США удельные капиталовложения в малые ГЭС достигают 1100–1400 дол/кВт, в Швейцарии 1800–2300, Англии до 2500, Японии 2300–3000 дол/кВт.

По данным федеральной энергетической комиссии США, удельные затраты на электростанциях других типов составляют, дол/кВт:

ТЭС на органическом топливе	До 1500
АЭС	2000
Крупные ГЭС	1750

Ежегодные издержки по малым ГЭС сопоставимы, а порой они ниже, чем на тепловых станциях, что объясняется отсутствием расходов на топливо, более низкими расходами на эксплуатацию, ремонт и обслуживание, а также значительной долговечностью малых ГЭС. Так, в США в настоящее время себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии составляет, цент/(кВт·ч):

ГЭС (N <10 тыс. кВт)	1,8–2,4
Дизельные электростанции	10
ТЭС (N = 100 тыс. кВт)	3,4–5,5
ТЭС (N = 1000 тыс. кВт)	3,1–4,3
АЭС (N = 1000 тыс. кВт)	2,8–3,8

Для малых ГЭС характерна иная, чем для крупных ГЭС, структура затрат на строительство. Затраты на технологическое оборудование малых ГЭС сопоставимы со стоимостью строительно-монтажных работ, а иногда и превышают ее. Это показано на рис. 7.1 в сравнении структуры затрат крупной и малой ГЭС по данным Международной энергетической комиссии (МЭК) [51].

На рис. 7.2 приведены средние данные по распределению затрат на строительство малых ГЭС для случая их сооружения в составе готового напорного фронта или строительства нового гидроузла с малой ГЭС.

Структура затрат, определенная по 25 малым ГЭС, построенным в КНР, мощностью 150–1200 кВт при напорах 4,5–612 м следующая, %:

Строительные работы	42–65
Оборудование	31–48
Строительство линий электропередачи	4–14

Структура затрат, полученная в результате проектных проработок по 50 малым ГЭС Финляндии, приведена в табл. 7.2.

Так же как и у крупных ГЭС, технико-экономические показатели малых ГЭС существенно улучшаются при комплексном использовании гидротехнических сооружений. По расчетам американской фирмы "Аллис–Чалмерз" удельные затраты на малые ГЭС, возводимые при готовом напорном фронте, снижаются на 30–50% и даже более.

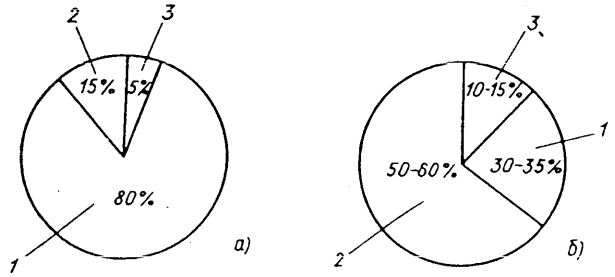


Рис. 7.1. Сравнение распределения стоимости:

а – крупной ГЭС (N = 626 тыс.кВт, H = 16 м); *б* – малой ГЭС (N = 1,5 тыс.кВт, H = 14 м); *1* – строительно-монтажные работы; *2* – оборудование; *3* – проектирование и руководство строительством

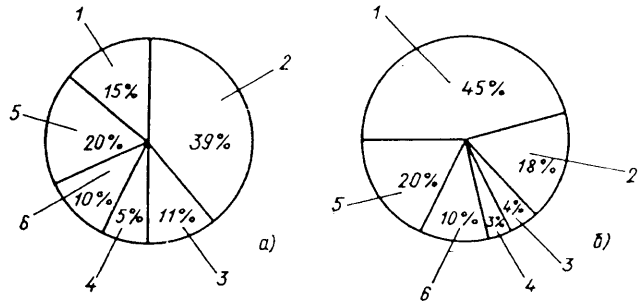


Рис. 7.2. Структура затрат на малые ГЭС:

а – при готовом напорном фронте; *б* – в новом створе; *1* – строительная часть; *2* – гидротурбина-генератор; *3* – вспомогательное электрическое оборудование; *4* – прочее оборудование; *5* – проектно-изыскательские работы; *6* – увеличение затрат за период строительства

Таблица 7.2. **Пример структуры затрат (Финляндия)**

Мощность ГЭС, тыс. кВт	Стоимость строительства, %				
	Здание ГЭС	Плотина и водоводы	Оборудование		Прочие расходы
			механическое	электрическое	
<5	19	21	29	17	14
5–10	25	22	19	17	17
> 10	21	18	18	15	28

Применение стандартных и унифицированных решений значительно снижает затраты на малые ГЭС: эффект от внедрения стандартного оборудования по данным специалистов США может составить от 10–15 до 30–50% общих затрат на оборудование.

Важным направлением повышения эффективности малых ГЭС является сокращение сроков проектирования и строительства. При широком использовании унифицированных проектов многие зарубежные фирмы обеспечивают ввод в эксплуатацию малых ГЭС спустя 12–15 мес. после получения заказа. Применение унифицированных проектов позволяет также уменьшить стоимость их строительства. Поэтому унификация проектных решений малых ГЭС является особенно актуальной. В табл. 7.3 по данным фирмы "Фойт" (Австрия) приведено сопоставление затрат на строительство по индивидуальному и унифицированному проектам малой ГЭС с гидроагрегатом мощностью 500 кВт при напоре 18 м (при готовом напорном фронте).

Снижение стоимости строительства малой ГЭС за счет унификации сооружений и оборудования можно рассмотреть на примере строительства 6 малых ГЭС в Индонезии, на которых были установлены одинаковые гидроагрегаты мощностью по 750 кВт с горизонтальными РО гидротурбинами. Строительная часть этих ГЭС имела одинаковый состав сооружений: водоподъемная плотина, небольшой деривационный водовод и здание ГЭС из стандартных модулей на 1 или 2 гидроагрегата.

Экономический эффект от унификации малой ГЭС был получен в результате унификации чертежей (было выпущено всего 175 чертежей на все 6 ГЭС, вместо 450 при обычном проектировании), снижения общей стоимости оборудования на 20% за счет сокраще-

Таблица 7.3. **Пример структуры затрат США**

Наименование	Стоимость строительства	
	Индивидуальный проект	Унифицированный проект
Гидротурбина	150/30	140/37
Проектирование	130/26	40/11
Мультипликатор	45/9	40/11
Затвор на входе	40/8	35/9
Гидротехнические сооружения	35/7	25/7
Прочие сооружения	100/20	95/25
Полная стоимость	500/100	375/100

Примечание. В числителе – тысячи долларов, в знаменателе – процент полной стоимости.

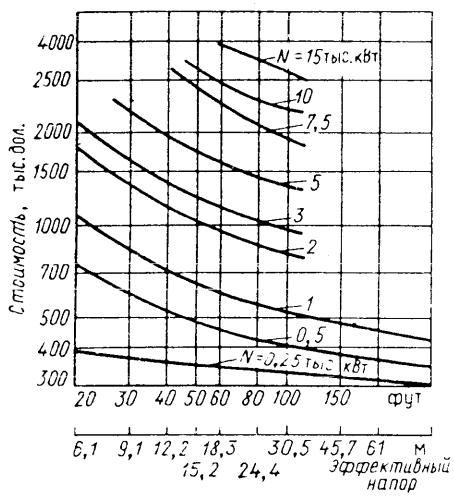


Рис. 7.3. Стоимость строительства малых ГЭС в США

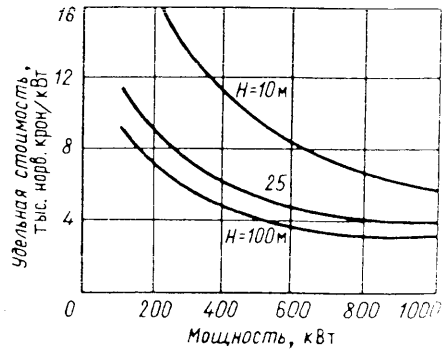


Рис. 7.4. Зависимость удельной стоимости строительства малых ГЭС в Норвегии от напора и мощности ГЭС

ния стоимости монтажа и обучения обслуживающего персонала. Стоимость собственно поставки оборудования снижена всего на 1%, стоимость строительства снижена за счет выполнения работ на всех ГЭС одной строительной организацией с одной строительной базы.

Общее снижение стоимости строительства по 6 малым ГЭС составило около 25%.

Следовательно, значительное снижение стоимости строительства малых ГЭС можно получить за счет применения типовых унифицированных проектов и организации поточного строительства одновременно нескольких малых ГЭС одной строительной организацией.

Однако многие зарубежные фирмы отмечают, что использование унифицированных проектов возможно лишь для малых ГЭС мощностью до 5 тыс. кВт. Строительство малых ГЭС мощностью более 5 тыс. кВт рекомендуется вести по индивидуальным проектам. По данным американских специалистов стоимость строительства малых ГЭС возрастает с уменьшением напора. На рис. 7.3 приведен график, отражающий изменение стоимости строительства малых ГЭС со стандартным оборудованием в зависимости от напора и мощности ГЭС.

Изменение стоимости строительства в зависимости от напора также подтверждается данными по малым ГЭС, построенным в Норвегии (рис. 7.4).

7.3. ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ, СТРОИТЕЛЬСТВУ И СОЗДАНИЮ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ МАЛЫХ ГЭС [16, 17]

7.3.1. Общие принципы проектирования и строительства

Основные требования к гидроэнергетическим сооружениям малых ГЭС, строящимся в виде самостоятельных гидроузлов, помимо выполнения ими технологических функций при экономически оправданных потерях напора, обеспечения достаточной прочности и необходимой устойчивости заключаются в минимальной стоимости их проектирования, строительства и эксплуатации.

В соответствии с этими требованиями зарубежными фирмами на стадии проектирования сооружений малых ГЭС широко используются унифицированные компоновочные решения, стандартное энергетическое и гидромеханическое оборудование, серийно выпускаемые промышленностью детали и изделия. При определении конструктивных размеров сооружений применяются упрощенные расчеты, позволяющие за счет незначительного увеличения небольших строительных объемов существенно сократить стоимость проектно-изыскательских работ. Для уменьшения использования дорогостоящих материалов (металл, цемент) в проектах отдается предпочтение сооружениям из грунта, камня, дерева, различных полимеров.

Проект производства гидротехнических работ разрабатывается таким образом, чтобы исключить необходимость возведения перемычек, строительных водосбросов, сложного перекрытия русла реки. Строительство, как правило, осуществляется непосредственно "с колес", без организации каких-либо специальных производственных предприятий и баз, с использованием обычных строительных машин и механизмов. Технология строительства зачастую позволяет использовать рабочих низких квалификаций.

Эксплуатация малых ГЭС не требует постоянного обслуживающего персонала. Поэтому в проектах всех сооружений предусматривается автоматизация и дистанционное управление всеми технологическими процессами с доведением до минимума числа рабочих операций. Конструкции сооружений должны обеспечивать быструю замену основных элементов гидромеханического и вспомогательного оборудования малых ГЭС для их периодического ремонта на специализированных предприятиях. Ремонт основного энергетического оборудования (гидротурбин и гидрогенераторов) также производится путем замены отдельных блоков.

7.3.2. Сооружения малых ГЭС

Плотины. В качестве подпорных сооружений малых ГЭС в большинстве случаев применяются плотины из грунтовых материалов. Обеспечение водонепроницаемости земляных и каменно-земляных плотин достигается устройством экрана (чаще всего асфальтобетонного или из полимерной пленки) или ядра (глиняного или бетонного в зависимости от типа основания). Широко применяются также и габионовые плотины с деревянными экранами, центральной бетонной диафрагмой или шунтовой стенкой, допускающие при соблюдении ряда конструктивных мероприятий перелив воды через их гребень.

Гораздо реже в качестве подпорных сооружений малых ГЭС используются бетонные плотины или из каменной кладки.

Водоприемники и отстойники. При выборе водоприемников малых ГЭС, осуществляемых по деривационной схеме, предпочтение всегда отдается конструкциям, исключающим необходимость строительства подпорной плотины. Наиболее частым решением являются береговые безнапорные водоприемники. В зависимости от наличия и концентрации наносов они имеют глухой порог, промывной карман, гравиеловку или донные промывные галереи.

На горных участках рек, для которых характерны резкие колебания расходов воды и большое содержание наносов различной крупности, применяются донные решетчатые водозаборы так называемого тирольского типа.

Гидромеханическое оборудование водоприемников – стандартное, серийно выпускаемое промышленностью. Для водоприемников малых ГЭС характерно ручное управление основными и ремонтными затворами, но очистка сороудерживающих решеток автоматизированная с использованием электро- или гидропривода.

При необходимости удаления наносов из речного потока предпочтение отдается сооружению отстойников непрерывного действия с непрерывным гидравлическим промывом наносов.

Деривационные водоводы. Деривационные водоводы при их значительной протяженности определяют стоимость не только строительства, но и эксплуатации гидроэлектростанции.

Деривационные туннели, как безнапорные, так и напорные, в схемах малых ГЭС встречаются крайне редко. Зарубежными строительными фирмами тем не менее хорошо освоены методы механизированной проходки туннелей небольших сечений площадью 3–4 м².

В качестве деривационных водоводов малых ГЭС используются трубы стальные, асбестоцементные, деревянные и из армированного пластика.

Уравнительные резервуары. Уравнительные резервуары в напорных системах малых ГЭС применяются крайне редко. Для защиты подводящих деривационных водоводов от гидравлического удара используются холостые выпуски и регулирующие клапаны различной конструкции, серийное производство которых освоено зарубежными фирмами.

Специальная номенклатура холостых выпусков диаметрами 400, 600, 800 и 1000 мм с расходом до 26,3 м³/с при напоре 120 м разработана в КНР.

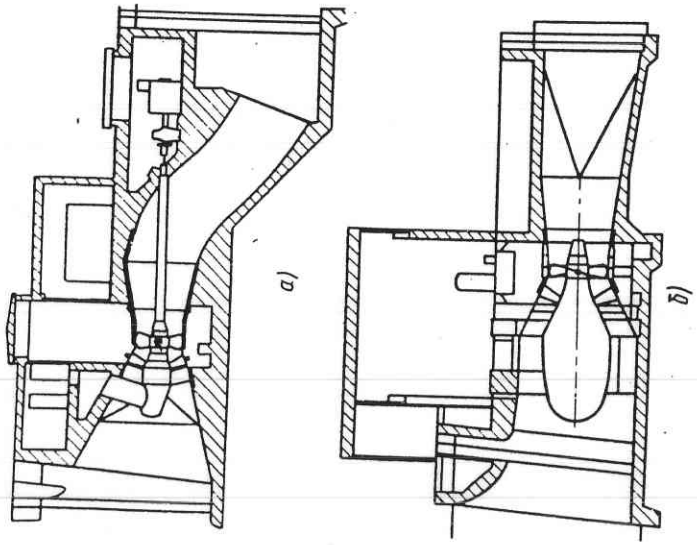


Рис. 7.5. Типовые компоновки агрегатных блоков низконапорных малых ГЭС:
а – прямоточный трубный гидроагрегат с вынесенным генератором (N = 0,5÷10 тыс.кВт, H = 4÷25 м); *б* – капсульный гидроагрегат (N = 10÷30 тыс.кВт, H = 7÷20 м)

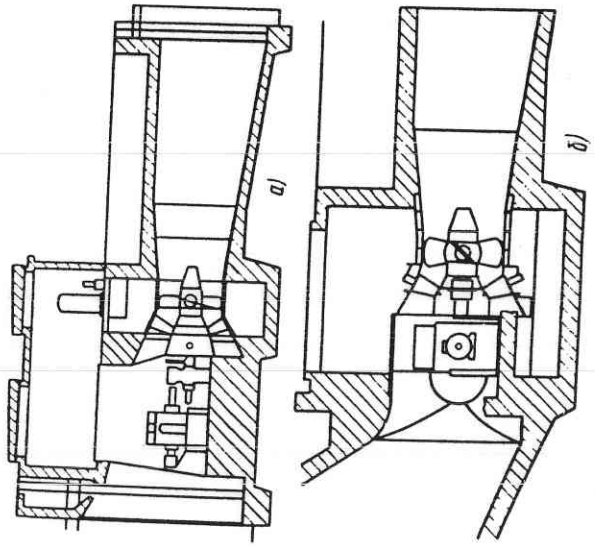


Рис. 7.6. Типовые компоновки агрегатных блоков низконапорных малых ГЭС:
а – горизонтальный шахтный гидроагрегат (N = 0,5÷5 тыс.кВт, H = 4÷10 м); *б* – горизонтальный гидроагрегат с угловой передачей (N = 0,5÷2 тыс.кВт, H = 3÷10 м)

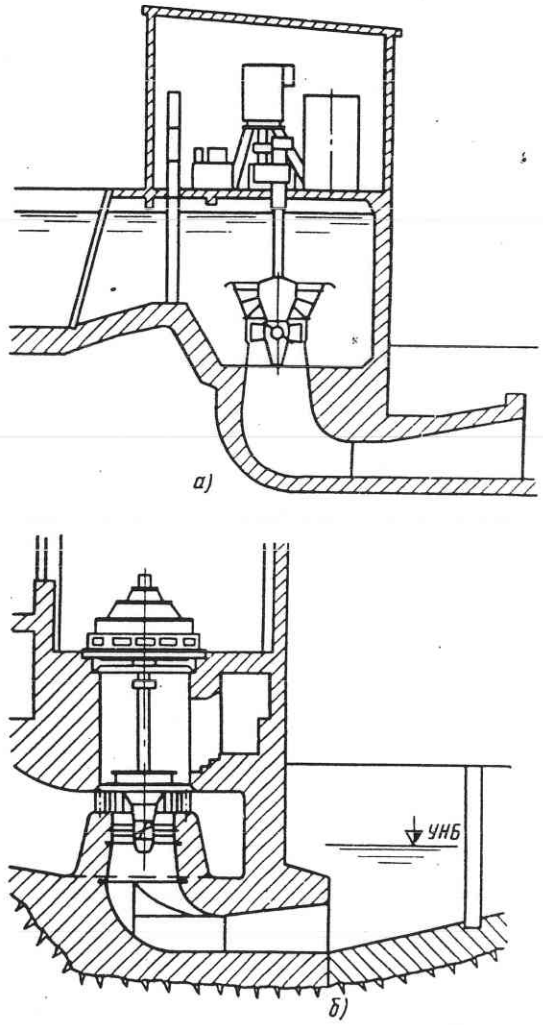
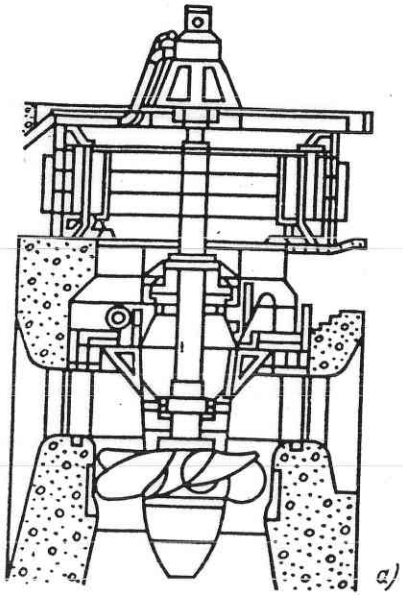


Рис. 7.7. Типовые компоновки агрегатных блоков низконапорных малых ГЭС:
а – вертикальная с открытой турбинной камерой (N = 0,5 ÷ 5 тыс. кВт, H = 4 ÷ 10 м); *б* – вертикальная с бетонной спиральной камерой

Здания малых гидроэлектростанций. В зависимости от вида основного гидроэнергетического оборудования и схемы размещения здания малых ГЭС в составе сооружений гидроузла зарубежными фирмами разработано большое число типовых решений и конструкций. В строительных конструкциях зданий малых ГЭС чаще, чем в других сооружениях, применяются сборные железобетонные элементы. Типичны решения зданий без верхнего строения. Часто совмещают здания малых ГЭС с помещениями закрытого распределительного устройства и повысительной трансформаторной подстанцией. Для выполнения подсобных работ число используемого подъемно-транс-



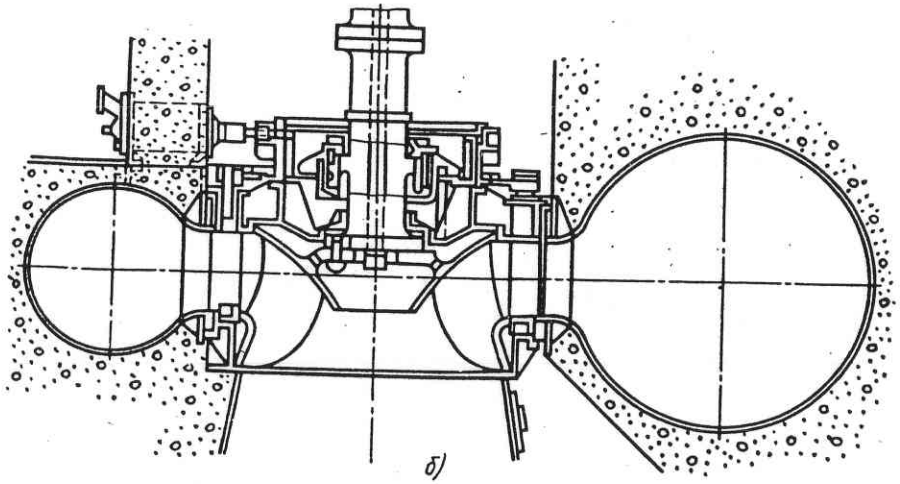


Рис. 7.8. Типовые компоновки агрегатных блоков малых ГЭС среднего напора:

а – с бетонной спиральной камерой (N = 0,5+10 тыс.кВт, H = 10+50 м); *б* – с металлической спиральной камерой

портного оборудования минимально. Монтаж и демонтаж гидроагрегатов, как правило, осуществляются автокранами. Монтажная площадка выносится за пределы здания. Затворы турбинных камер, отсасывающих труб и трубопроводов различного назначения – стандартные, серийно выпускаемые промышленностью.

Наиболее часто применяемые за рубежом типовые компоновки агрегатных блоков малых ГЭС приведены на рис. 7.5.–7.8.

7.3.3. Оборудование малых ГЭС

Гидроагрегаты для малых ГЭС изготавливают фирмы США, Японии, Швеции, Австрии, Швейцарии, Франции, Финляндии, Англии и других развитых капиталистических стран, в ряде стран СЭВ (ЧССР, Болгария, Румыния) и некоторых развивающихся странах.

Стандартное оборудование производится в широком диапазоне изменения характеристик: напора от 1 до 1000 м, расхода до 75 м^3/с, мощности от 2 до 15000 кВт, диаметра рабочего колеса от 190 до 3000 мм. Синхронные и асинхронные гидрогенераторы производятся на напряжения от 380 до 6300 В при частоте тока 50 и 60 Гц.

Основным производителем оборудования малых ГЭС в Австрии является фирма "Фойт", выпускающая стандартные гидроагрегаты, среди которых 12 моделей мощностью от 25 до 1000 кВт рассчитаны на напоры до 12 м и 10 моделей мощностью от 100 до 1000 кВт – на напоры до 30 м. В номенклатуру изделий фирмы "Эксел Джонсон инджиниринг" (Великобритания) входят гидроагрегаты мощностью от 100 до 10000 кВт с РО, ПЛ и ковшовыми гидротурбинами. Оборудование (включая затворы, регуляторы, мультипликаторы, гидрогенераторы, панели управления, распределительные устройства, трансформаторы) поставляются фирмами как в комплекте, так и в виде отдельных узлов.

Крупная компания "Фест–Альпине" (Австрия) производит гидроагрегаты от 10 до 5000 кВт с вертикальным и горизонтальным валом. Фирма "Кесслер" (ФРГ) производит гидроагрегаты с ПЛ и пропеллерными гидротурбинами, рассчитанными на напоры до 20 м и ковшовые турбины (рабочее колесо отливается вместе с ковшами), а также стандартное оборудование широкой номенклатуры. Прямоточные гидроагрегаты горизонтального, наклонного и вертикального исполнений изготавливаются в 6 вариантах с 15 типоразмерами (D_1 = 500 ÷ 3000 мм) для напоров 1–30 м, расходов 1–75 м^3/с, мощности 50–5000 кВт, ковшовые турбины – мощностью 10–15000 кВт для напоров 20–1000 м.

Малые гидроагрегаты, не отличающиеся по принципу своего внутреннего технологического процесса преобразования гидравлической энергии в электрическую от крупных гидроагрегатов, имеют иногда значительные конструктивные отличия и компоновку, что отвечает трем основным требованиям заказчика: минимальные площади и объемы строительной части для размещения оборудования в здании ГЭС, максимальное укрупнение транспортных и монтажных узлов для сокращения стоимости монтажа, минимум внимания при эксплуатации оборудования.

Исходя из этих требований конструкторы гидроагрегатов малых ГЭС предлагают ряд оригинальных конструкций, разрабатываемых или уже практически осуществленных в настоящее время. Ниже приводятся несколько характерных примеров таких гидроагрегатов.

Прямоточный трубный гидроагрегат (см. рис. 7.5, *а*). В этом гидроагрегате, так же как и в капсульном (см. рис. 7.5, *б*), применена максимально спрямленная проточная часть ПЛ турбины, но в отличие от капсульного гидрогенератор вынесен в машинный зал. Это позволяет, во-первых, облегчить обслуживание малого гидрогенератора и, во-вторых, иметь гидрогенератор с нормальными инерционными характеристиками, что весьма важно при работе гидрогенераторов на изолированную нагрузку. Для снижения заглубления подошвы здания ГЭС и спрямления отсасывающей трубы для таких гидроагрегатов рекомендуется установка мультипликатора между гидротурбиной и гидрогенератором, что значительно снизит внешние габариты гидрогенератора. Установку таких гидроагрегатов можно рекомендовать для низконапорных малых ГЭС ($H < 15$ м) и в тех случаях, когда по строительным условиям нет ограничений по длине здания ГЭС. При отказе от регулирующего направляющего аппарата гидротурбины для пуска гидроагрегата используется дисковый или плоский затвор.

Шахтный агрегат (см. рис. 7.6, *а*). Он разработан рядом американских и европейских фирм, отличается своей универсальностью: его можно устанавливать в зависимости от условий компоновки вертикально или горизонтально. Компактность таких гидроагрегатов (за счет установки мультипликатора для снижения габаритов гидрогенератора) позволяет выполнять их в моноблочном исполнении, что значительно снижает трудозатраты на монтаже.

Энергетическая баржа (рис. 7.9) состоит из трех основных узлов: водозаборного плавучего устройства *2* (на барже) в верхнем бьефе существующей водоподъемной плотины *1*, сифонного напорного трубопровода *3* и плавучей ГЭС *4* с установленным гидроагрегатом (также на барже), расположенной в нижнем бьефе. Такая схема имеет два преимущества по сравнению с обычными малыми ГЭС: не

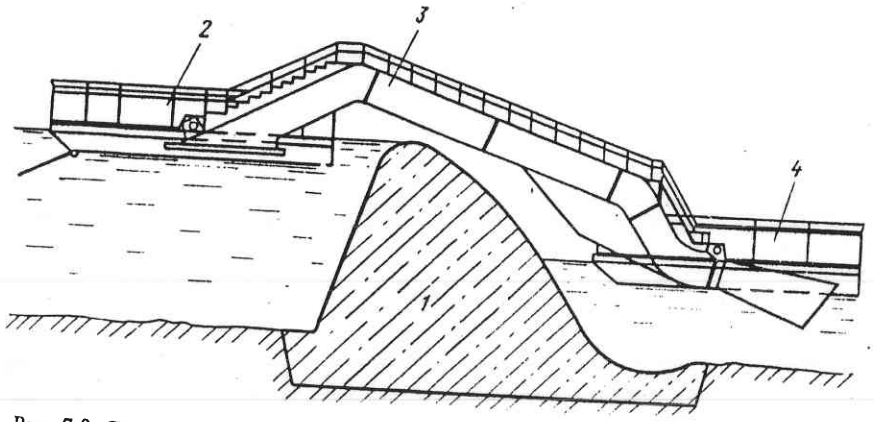


Рис. 7.9. Схема плавучей ГЭС (энергетическая баржа)

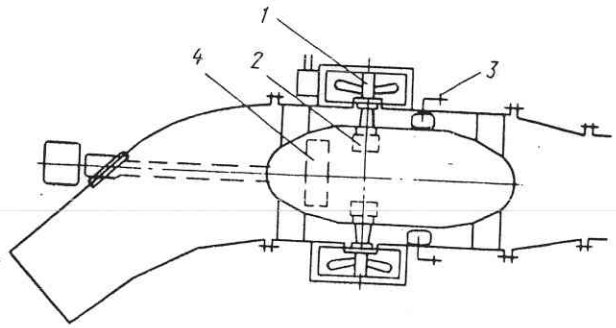


Рис. 7.10. Опытный малый магнитообъединенный гидроагрегат для напора 7,5 м расчетной мощностью 136,5 кВт и переменной частотой тока от 40 до 80 Гц

требует изменения конструкции и каких-либо серьезных работ при установке ГЭС на существующей плотине; все работы по строительству сводятся только к транспортировке и сборке трех основных узлов ГЭС, т. е. строительные работы минимальны.

Магнитообъединенный гидроагрегат (рис. 7.10). Конструктивная схема такого гидроагрегата является дальнейшим развитием прямоточных гидроагрегатов, у которых ротор гидрогенератора расположен на ободе лопастей рабочего колеса, направляющий аппарат неподвижный *3*. Основное отличие – это способ передачи магнитного потока к полюсам ротора. Обмотки возбуждения *2* располагаются внутри вращающегося элемента капсулы, внутри же капсулы расположен и бесщеточный возбудитель *4*. Магнитный поток передается через металл лопастей рабочего колеса к сердечникам полюсов. Эта схема позволяет отказаться от каких-либо уплотнений на роторе генератора, т. е. обмотки ротора и статора *1* в этом случае могут быть полностью изолированы от воды за счет расположенной между ротором и статором немагнитной цилиндрической оболочки. Недостатком этой конструкции является необходимость строгого соответствия числа лопастей рабочего колеса числу полюсов ротора гидрогенератора. Это возможно практически только для малых гидроагрегатов, так как лопастей рабочего колеса ПЛ гидротурбины обычно четыре – восемь, что соответственно требует синхронную частоту вращения гидрогенератора 1500–750 об/мин (при частоте тока в сети 50 Гц). Поэтому для напоров до 20 м диаметр рабочего колеса подобного гидроагрегата составит 0,5–1 м, а мощность – до 2000 кВт. Применение преобразователей частоты может расширить диапазон использования таких гидроагрегатов за счет работы гидрогенератора на пониженной частоте тока, но при этом придется мириться с пониженным КПД гидроагрегата.

Активные гидротурбины. Рабочее колесо их находится под атмосферным давлением, и передача гидравлической энергии потока

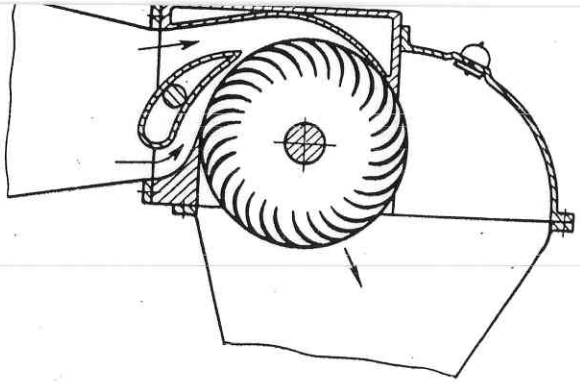


Рис. 7.11. Поперечно-струйная гидротурбина "Банки"

производится только за счет скоростного напора. Для малых ГЭС применяются пока только два типа гидротурбин – поперечно-струйные "Банки" (рис. 7.11), выпускаемые серийно рядом фирм Европы и Японии, и турбины "Свифт", выпускаемые серийно в Англии. Важной особенностью поперечно-струйных гидротурбин является простота изготовления. Простейшие образцы таких гидротурбин в 40-е годы изготавливались в СССР даже в колхозных мастерских. Другая особенность – широкий диапазон их использования по напору (от 2 до 100 м) и достаточно пологая характеристика КПД в широком диапазоне мощностей. Недостатком этих гидротурбин является сравнительно низкий КПД (60–70%).

Гидротурбина "Свифт" специально предназначена для использования в весьма широком диапазоне напоров и расходов. Она имеет два сменных ротора (рабочих колеса) и два сменных направляющих аппарата (комплекта сопл). Подвод воды к соплам осуществляется коллектором с семью каналами, причем каждый из них имеет индивидуальный затвор и может отключаться при регулировании расхода. Привод от гидротурбины к гидрогенератору осуществляется плоским нейлоновым ремнем. Диапазон напоров, при котором может использоваться гидротурбина, 1,5–400 м. Для повышения мощности эти гидротурбины могут быть сблокированы в один моноблок из двух, трех или четырех гидротурбин.

Рассмотренные многочисленные конструкции малых гидротурбин, разработанные зарубежными фирмами, показывают, что это, как правило, хорошо освоенные конструкции гидроагрегатов, которые при необходимости по требованию заказчика могут быть модифицированы без внесения каких-либо принципиальных изменений. Это позволяет фирмам предлагать проверенное оборудование и осуществлять его поставки в достаточно сжатые сроки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Широкое развитие малой гидроэнергетики в современных условиях сопряжено с комплексным решением вопросов организационного, технического, экономического, экологического и социального характера. В настоящее время определены основные направления этого развития на ближайшую перспективу, уточнен гидроэнергетический потенциал малой гидроэнергетики, определена потребность в оборудовании для малых ГЭС в ближайшие годы, разработаны технические требования на это оборудование. Проведено обследование большого числа ранее построенных ГЭС, как действующих, так и списанных, начались реконструкция и восстановление в различных районах страны разнотипных малых ГЭС. Ведущиеся в этом направлении работы учитывают опыт прошлых поколений проектировщиков, исследователей, строителей, создавших малые ГЭС, многие из которых десятилетиями успешной работы подтвердили высокий уровень технических решений и технологического исполнения.

Разработка унифицированных проектов показала, сколь сложно происходит перестройка психологии проектировщиков, утративших навыки проектирования малых ГЭС и дублирующих основные положения разработки проектов крупных станций. При общем понимании основных задач создания технологичных в строительстве, с максимальной заводской готовностью конструкций и комплектной поставкой полностью автоматизированного оборудования разработка прогрессивных технических решений непроста. Материалы зарубежных фирм показывают, что наряду с известными и реализованными, в том числе и в СССР, решениями возможны и принципиально другие, дающие хорошие результаты, особенно по упрощению монтажа и сокращению сроков возведения малых ГЭС.

Следует отметить, что вряд ли необходимо предпринимать серьезные усилия по использованию на малых ГЭС насосов. Такие предложения, очевидно, могут быть целесообразными лишь как промежуточные, но не как радикальное решение. В целом проблема создания нового стандартного оборудования является важнейшей, и от ее эффективного решения зависит успех развития этого направления в гидроэнергетике.

По мере реализации проектов новых малых ГЭС будут совершенствоваться методы организации строительства и производства работ, отработается структура заказчик – подрядчик – эксплуатационная организация. Сложившаяся практика показывает, что строить и эксплуатировать малые ГЭС могут организации различных ведомств, а не только Минэнерго СССР. По-видимому, в условиях хозрасчета это положение распространится шире в связи с высокой рентабельностью малых ГЭС.

Неоднозначным является вопрос влияния водохранилищ малых ГЭС на окружающую природную среду. Многие водохрани-

лища построенных малых ГЭС стали объектами рекреационного, рыбохозяйственного использования, местами обитания водоплавающих и перелетных птиц, украсили ландшафт. На них построены зоны отдыха, вблизи них специально прокладываются туристские маршруты. Эти антропогенные объекты гармонично дополняют сложившиеся природные комплексы. В то же время одностороннее понимание этого вопроса иногда вводит в заблуждение, вследствие которого высказываются предложения о переходе к малой гидроэнергетике, т. е. о замене крупных ГЭС малыми. Имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что удельные затопления [га/(кВт·ч) или га/кВт] на малых ГЭС, как правило, в несколько раз (3–10) выше, чем на крупных. Выше в удельном выражении и объемы строительно-монтажных работ, и капиталовложения, кроме тех случаев, когда ГЭС пристраиваются к готовым сооружениям напорного фронта. Поэтому для реализации только с помощью малых ГЭС энергетической программы, рассчитанной на крупные ГЭС, потребуются значительно бо́льшие материальные ресурсы. Малые ГЭС, таким образом, не могут эффективно решать все проблемы гидроэнергетики. Однако малые ГЭС могут быть лишь дополнением, но дополнением очень важным, а в ряде случаев – практически незаменимым. Это в первую очередь относится к малым ГЭС, размещаемым в горных труднодоступных районах Средней Азии, Кавказа, Алтая и т. д., с сооружением которых коренным образом улучшатся социальные условия проживания людей в сложных природных условиях. Практически не может быть альтернативы малым ГЭС, пристраиваемым к существующим водохранилищам, перепадам каналов и т. д. Использование этой части гидроэнергетических ресурсов малой гидроэнергетики должно стать обязательным и получить самое широкое распространение в ближайшие годы.

Следует отметить, что недостаточная разработанность многих вопросов (в частности, отсутствие стандартного оборудования) не позволяет в настоящее время достаточно полно осветить все проблемы развития малой гидроэнергетики с необходимой полнотой. Однако имеющийся опыт показывает, что все трудности проектирования и строительства малых ГЭС могут быть преодолены. Усилия, которые для этого следует приложить, будут оправданы вовлечением в хозяйственное использование наиболее экологически безвредных возобновляемых ресурсов энергии.

Приложение 1

Малые ГЭС при крупных водохранилищах

Водохранилище, месторасположение	Назначение водохранилища[1]	Емкость водохранилища (полная/полезная), млн. м³	Параметры малых ГЭС				
			$N_{макс}$, м	$Q_р$, м³/с	$H_р$, м	$\frac{N_{уст}}{N_{гар}}$, МВт	$Э_{техн}$, млн. кВт·ч
Действующие водохранилища							
Белоярское, р.Пышма	РХ	262/94	18	4,1	17,5	0,58/0,103	3,4
Варваровское, р. Червленная	ВТ, РХ	125/26,6	15	1,8	14,5	0,21/–[2]	0,94
Верхнеуральское, р. Урал	В, РХ	601/568	31	18	30	4,4/0,34	16
Карповское, р. Карповка	В, РХ, С	155/40	15	3,6	14,6	0,42/0,1	1,4
Карамановское, р. Буй и р. Кама	ТВ	134/19,6	12,8	34	12	3,3/0,516	17,2
Краснодарское, р. Кубань	ЗН, О, РХ, С	3048/2800	20	...[3]	...[3]	...[3]	...[3]
Магнитогорское, р. Урал	В	190/45	15,4	22	14,65	2,64/0,5	13,9
Пензенское, р. Сула, р. Волга	В	560/490	16	10	12,5	1,03/1,03	36,4
Рефтинское, р. Рефт	В	142/59	25,2	6,6	23,45	1,24/0,6	2,4
Тбилисское, наливное из р. Иори	О	308/155	45	9,38	40	3/–	13,64
Цхнарское, наливное	О	200/160	82	12,87	68	7/–	23,9
Сухопадненское, р. Сухая	О	150/139	–	10	25	1,75/–	6,7
Падина							
Горькобалковское, р. Горькая Балка	О	165/150	–	20	18	1,47/–	5,2
Вазузское, р. Вазуза	В	539/428	35	5	24,8	0,98/0,98	7,9
Артемовское, р. Артемовка	В	118,2/113,2	29	9,29	19,3	1,52/1,52	7,6
Карачуновское, р. Ингулец	В	308,5/–	17,7	4,65	13,5	0,5/0,06	1,9
Печенежское, р. Северский Донец	В	384/344	14,3	17,7	11,5	1,63/0,33	6,1
Стрыйское, р. Стрый	В, О	175/146	29,6	35,55	25,6	7,28/0,49	27

Продолжение прилож. 1

Водохранилище, месторасположение	Назначение водохранилища[1]	Емкость водохранилища (полная/полезная), млн. м^3	Параметры малых ГЭС				
			$H_{макс}$, м	$Q_р$, м^3/с	$H_р$, м	$N_{уст}$ / $N_{гар}$, МВт	$Э_{техн}$, млн. кВт·ч
Вилейское, р. Вилия	ТВ	260/235	11,7	13,8	9,1	1/0,52	3,9
Ташкентское, р. Ахангаран	О	250/224	32	45	27	10/–	25
Кассансайское, р. Кассансай	О	165/155	60	20	30	5/–	20
Каркидонское, наливное из р. Кувасай	О	218,4/211,4	66	19	30	5/–	16
Каттакурганское, наливное из р. Зеравшан	О	900/876	27	46	20	8/–	30
Куюмазарское, наливное из р. Зеравшан и Амубухарского канала	О	350/303	27,8	23	20	4/–	10
Южно-Сурханское, р. Сурхандарья	О	800/710	16	156	10	14/	80
Учкизилское, наливное из р. Сурхандарьи	О	160/80	16	12,5	10	1/–	2
Чимкурганское, р. Кашкадарья	О	500/450	30	65	17,5	10/–	40
Пачкамарское, р. Гузардарья	О	260/250	66	36	33	10,5/–	28
Талимарджанское, наливное из Каршинского магистрального канала	О	1525/1388,3	27	124	17	18/–	55
Кировское, р. Таласс	О	550/540	54,5	114	31	30/–	74
Ортотокойское, р. Чу	О	470/450	47	60	38	20/–	60
Копетдагское, наливное на Каракумском канале	О	550/525	21	140	12	15/3	50
Сарыязинское, р. Мургаб	О	660/635	22,5	140	10	12/2	45
Ташкепринское, р. Мургаб	О	166/147,8	8,5	120	7	7/–	11
Тедженское-I, р. Теджен	О	195/193,5	17	30	11,3	4/–	14
Тедженское-II, р. Теджен	О	183,5/180	9,0	40	8	2,6/–	7,5
Хаузханское, наливное из Каракумского канала	О	875/850	12	200	7	11,7/1,5	40
Ахангаранское, р. Ахангаран	В, О	260/170	66	44	53	20/–	70
Ташуткульское, р. Чу	О	620/551	23	10	19,4	5,6/–	27,2
Бугуньское, р. Бугунь	О	370/363	14,3	36	10,5	2,9/–	15,1
Терс-Ашибулакское, р. Терс	О	158/156	29	2,4	17	1,34/–	8,5
Карагалинское, р. Карагалы	О	280/262	23,8	9,3	16	1,3/0,2	3
Куртинское, р. Курты	О	120/114	25	8,4	18	1,4/–	3,7
Бартогайское, р. Чилик	О	320/250	59,4	70,7	53,7	25/–	84,9
Шерубай-Нуринское, р. Шерубай-Нура	В, О	273,7/232	22	11	19,2	1/–	2,5
Самаркандское, р. Нура	В	260/87,5	13,9	27	13,1	1,9/0,7	10,9
Акстафачайское, р. Акстафачай	О	120/111	34	14	25	2,8/–	13,8
Арпачайское, р. Арпачай	О	160/150	75	17,7	60	8,5/1	42,7
Гилевское, р. Алей	В, О	471/424	21,4	32	15	5,58/0,56	18,4
Краснопавловское, канал Днепр–Донбасс	В	412/312	30	80	32	28,5/11,2	100
Итого						333,57/27,249	1203,68
Строящиеся водохранилища							
Актюбинское, р. Илек	В, О	245/25	15,4	4,2	14,3	0,5/0,02	0,8
Интумакское, р. Нура	В, О	190/180	13	42,1	10,3	4,2/1,3	22,8
Арсеньевское, р. Арсеньевка	КН	306/211,45	50,8	13,2	31,4	3,52/3,52	17,6
Партизанское, р. Партизанская	КН	149/145	45	11	31	2,91/2,91	14,5
Сохское, р. Сох	О	385/350	83,25	45	77	30/4,3	180
Актепинское, р. Сурхандарья	О	379/340	34	44	18	15/–	80
Гиссарское, р. Аксу	О	170/150	130	36	69	22/–	65
Папанское, р. Акбура	В, О	260/240	94,4	45	77	30/–	88
Стрыйское, р. Стрый	В, О, ПП	175/146	29,6	35,55	25,6	7,28/0,49	27
Вайхирское, р. Нахичеванчай	О	100/90	54	8,9	38	2,7/–	13,2

Водохранилище, месторасположение	Назначение водохранилища[1]	Емкость водохранилища (полная/полезная), млн. м^3	Параметры малых ГЭС				
			$N_{макс}$, м	$Q_р$, м^3/с	$H_р$, м	$N_{уст}$/$N_{гар}$, МВт	$Э_{техн}$, млн. кВт·ч
Велишчайское, р. Велишчай	О	130/122	40	6,7	30	1,6/–	8
Егвардское, наливное	О	228/220	27	7	24	1/–	2,3
Далис–Мта, р. Иори	О	180/140	36	9,68	31	2,4/–	9,55
Итого						123,11/12,34	528,75
Всего						456,68/39,789	1732,43

[1]В – водоснабжение, ВТ – водный транспорт, ЗН – защита от наводнений, КН – комплексное назначение, О – орошение, ПП – противопаводковое, РХ – рыбное хозяйство, С – судоходство, ТВ – техническое водоснабжение.
[2]$N_{гар}$ = 0.
[3]Необходимо проведение специальных исследований.

Приложение 2

Малые ГЭС на перепадах крупных каналов

ГЭС, месторасположение	Расход воды в канале для года 75%-ной обеспеченности (максимальный/минимальный), м^3/с	Период работы, мес	Параметры малых ГЭС			
			$Q_р$, м^3/с	$H_р$, м	$N_{уст}/N_{гар}$, МВт/МВт	Э, млн. кВт·ч
Действующие каналы						
Пионерская ГЭС, на 18-м км водосбросного Чирчик-Бозуйского тракта (ЧБТ)	105/. . .	. . .	105	9,9	8/–	35
Новая Кадырьянская, на 40-м км ЧБТ	105/37	I–XII	65	36,6	19/11	133
Буджарская № 2, на 65-м км ЧБТ	55/20	I–XII	55	6	2,5/1,9	15
Нижне-Бозсуйская № 5, на 120-м км ЧБТ	55/20	I–XII	60	9,3	4,7/4,7	22
Нижне-Бозсуйская № 5а, на 126-м км ЧБТ	55/20	I–XII	60	6	3/1,5	14
Уйчинская № 1, на 25,9-м км водосброса Северо-Ферганского канала (СФК)	150/30	XI–IV	150	16,6	61/61	210
Уйчинская № 2, водосброса СФК	135/25	XI–IV	130	37	. . ./. . .	. . .
ГЭС-1, на 18-м км Большого Ферганского канала (БФК)	180/35	I–XII	85	17	12/5	50
ГЭС Пайток, на 39-м км БФК	180/35	I–XII	85	6,5	4,7/1,9	28
ГЭС-1 Большого Андижанского канала (БАК)	200/0	IV–XI	85	28	20/–	100
ГЭС-2 БАК	200/0	IV–XI	85	28	20/–	100
Шаариханская № 0 на сбросе из канала Савой	140/20	I–XII	66	37,1	19/6,3	130
Шаариханская № 1, канал Савой	140/20	I–XII	66	19,2	15/3,3	67
Шаариханская № 4, канал Савой	150/40	I–XII	54,5	29,6	17,5/–	55
Шаариханская № 5, канал Савой	150/40	I–XII	54,5	27,4	12,7/–	41
ГЭС-1 Южного Ферганского канала (ЮФК)	80/20	I–XII	80	10,5	6,3/1,8	30
ЮФК-2 ЮФК	80/20	I–XII	80	12,6	8,5/2,1	42
ЮФК-3 ЮФК	80/20	I–XII	70	22,5	13,4/3,8	67

Продолжение прилож. 2

ГЭС, месторасположение	Расход воды в канале для года 75%-ной обеспеченности (максимальный/минимальный), м³/с	Период работы, мес	Параметры малых ГЭС			
			$Q_р$, м³/с	$H_р$, м	$N_{уст}/N_{гар}$, МВт/МВт	Э, млн. кВт·ч
ЮФК-4, на 35 км ЮФК, Палванташские перепады	45/0	IV–X	42	28	10/–	40
ЮФК № 5, на 60-м км ЮФК	45/0	IV–X	42	28	10/–	40
Кудашская № 1, на канале Кудаш	...	IV–X	20	30	5/–	24
Кудашская № 2, на канале Кудаш	...	IV–X	11	29	2,3/–	11,5
Кудашская № 3, на канале Кудаш	...	IV–X	11	29	2,3/–	11,5
Голодностепская, на оросительном водосбросе из нижнего бьефа Фархадской ГЭС	...	IX–III	360	13,6	40/34	130
Джумабазарская № 1, на канале Обводной Даргом (ОД)	125/10	I–XII	90	26,6	20/9	96
Джумабазарская № 2, на 1-м км канала ОД	125/10	I–XII	90	26,6	20/9	96
Джумабазарская № 3, на канале ОД	125/10	I–XII	90	25,5	19,4/8,7	90
Башшамальская № 1, на 25-м км канала Даргом	145/10	I–XII	90	12,5	9,2/4,2	480
Шаударская, на 36-м км канала Даргом	145/10	I–XII	90	8,5	6/2,9	27
Башшамальская № 2, на 52-м км канала Даргом	145/10	I–XII	90	22	16,4/7,5	74
Талигулянская № 2, на 80- км Талигулянского водного тракта (ТВТ)	...	IX–III	30	16,5	4/3,2	15
Талигулянская № 4, на 94-м км ТВТ	...	IX–III	30	18,3	4,5/3,6	18
Карадарьинская № 1, на 112-м км Карадарьинского водного тракта (КВТ)	...	IX–III	45	21,6	24/13	130
Карадарьинская № 2, на 125-м км КВТ	...	IX–III	45	48	24/13	130
Каттакурганская, на канале Каттакурган	...	IV–X	20	32	5/–	28
Ташрабадская, на 6,5-м км Хазаринского канала	...	IV–X	60	12	5,7/–	30
Гиштынская, на 102-м км Харазинского канала	...	IV–X	45	7,7	2,8/–	15
Шоркульская, на Шоркульском канале	...	IV–X	45	13	4,8/–	25
Шахрудская, на Шахрудском канале	...	IV–X	40	10	3,4/–	15
Хазарбахская № 1, на канале Хазарбах	...	IV–X	40	10	3,4/–	12
Хазарбахская № 2, на канале Хазарбах	...	IV–X	40	31	9,6/–	50
Шерабадская № 1, на канале Хазарбах	...	IV–X	40	20	6,4/–	24
Шерабадская № 2, на канале Хазарбах	...	IV–X	40	20	6,4/–	24
Шерабадская № 3, на канале Хазарбах	...	IV–X	40	20	6,4/–	24
Шерабадская № 4, на Каратаг-Шерабадском канале (КШК)	...	IV–X	40	10	3,2/–	12
Шерабадская №5 на КШК	...	IV–X	15	15	1,8/–	7
Шерабадская № 6 на КШК	...	IV–X	15	15	1,8/–	7
Быстровская № 3 на Обводном Чуйском канале (ОЧК)	60/...	I–XII	45	10,3	3,8/2	23
Быстровская № 4 на ОЧК	60/...	I–XII	45	18,9	7/3,9	43
Быстровская № 5 на ОЧК	60/...	I–XII	45	19	7/3,5	40
Орловская № 1, на Восточном Большом Чуйском канале (ВБЧК)	50/20	I–XII	49	36,4	14,6/6,8	81
Орловская № 2, на ВБЧК	50/20	I–XII	49	26,4	10,4/4,8	58
Орловская № 3, на ВБЧК	50/20	I–XII	49	26,2	10,4/4,6	57
Токмакская № 1, на ВБЧК	50/20	I–XII	40	53,5	17,6/8,8	101
Токмакская № 2, на ВБЧК	50/20	I–XII	40	53,5	17,6/8,8	101
Токмакская № 3, на ВБЧК	50/20	I–XII	40	53,5	17,6/8,8	101
Токмакская № 4, на водосбросе ВБЧК в р. Красную	50/20	I–XII	40	54,5	18/9	74
Краснореченская, на р. Красной	...	I–XII	60	11,7	6/2	40
Ошская № 1, на Каратепинском канале	...	IV–X	15	42	5/–	36
Ошская № 2, на Лукьяновском канале	...	IV–X	10	20	1,5/–	11
Гиссарская № 0, на Гиссарском канале (ГК)	...	IV–X	46	4,1	1,5/–	10
Гиссарская № 1, на ГК	...	IV–X	44	34	12/–	80
Гиссарская № 1б, на ГК	...	IV–X	42	28	9,5/–	65
Гиссарская № 2, на ГК	...	IV–X	45	37	13,2/–	96

Продолжение прилож. 2

ГЭС, месторасположение	Расход воды в канале для года 75%-ной обеспеченности (максимальный/минимальный), м³/с	Период работы, мес	Параметры малых ГЭС			
			$Q_р$, м³/с	$H_р$, м	$N_{уст}/N_{гар}$, МВт/МВт	Э, млн. кВт·ч
Гиссарская № 3, на ГК	...	IV–X	42	65	21,8/–	158
ГЭС, на ПК 87 + 96 Большого Алмаатинского канала (БАК)	75/6,2	III–XI	75	17,27	10,7/–	32,72
ГЭС, на ПК 103 + 91,5 БАК	75/6,2	III–XI	75	18,65	11,5/–	35,75
ГЭС, на ПК 132 + 80,3 Магистрального канала Тентекского орошаемого массива (МКТОМ)	23,2/6,7	V–X	23,2	24,55	4,61/–	12,61
ГЭС, на ПК 226 + 90 МКТОМ	22/6,3	V–X	22	24,08	4,29/–	11,71
ГЭС, на ПК 12 + 67 МКТОМ	29,5/8,5	V–X	29,5	11,28	2,69/–	7,36
Шамирам, на Арзни-Шамирамском канале	20/–	V–X	20	13	2,16/2,16	2,3
Джермукская, на трассе переброски стока из р. Воротан в р. Арпа	22,5/	V–X	22,5	45	8,6/8,6	17,5
ГЭС, на 30-м км Главного Мильского канала	45,6/3,7	I–XII	73	53	30/11	150
ГЭС № 2, на ПК 658 – 679 Самур-Апшеронского канала (САК)	31/6,6	I–XII	60	43	21/6,4	67,6
ГЭС № 3, на ПК 781 САК	27,9/6,5	I–XII	25	38	8/4,7	56,9
ГЭС № 4, на ПК 37 + 14 САК (канал к отстойнику)	20/3,6	I–XII	35	18	5/2,1	19,4
ГЭС, на ПК 621 Верхне-Ширванского канала	139/16	I–XII	96	14	10,7/5,6	55,1
ГЭС, на 105 км Верхне-Карабахского канала	129/–	I–XII	80	18,6	12/4	50
ГЭС 2, на 58,5-м км Нижне-Акеринского канала (НАК)	80/–	I–XII	70	27,5	16/5	57
ГЭС 3, на 70-м км НАК	80/–	I–XII	70	27,5	16/5	57
ГЭС № 1, на ПК 341 + 00 головного участка Большого Ставропольского канала	220/20	I–XII	120	3,2	3,07/0,77	18,42
ГЭС № 1, на ПК 19 + 00 канала Малка-Кура	40/3	IV–XII	35	2,8	0,78/–	1,95
ГЭС № 2, на ПК 236 + 90 канала Малка-Кура	27/1,5	IV–XII	22	2,8	0,49/–	1,22
ГЭС № 3, на ПК 264 + 0,3 канала Малка-Кура	27/1,5	IV–XII	22	5	0,88/–	2,2
ГЭС № 1, на ПК 151 + 00 канала Сулак-Терек	74/18	IV–XII	54	6	2,5/–	15
ГЭС № 2, на ПК 354 + 00 канала Сулак-Терек	37/9	IV–XII	27	2,7	0,58/–	3,48
ГЭС № 3, на ПК 445 + 00 канала Сулак-Терек	37/9	IV–XII	27	6	1,3/–	7,8
ГЭС № 4, на ПК 513 + 00 канала Сулак-Терек	37/9	IV–XII	27	5	1,1/–	7,26
ГЭС № 1, на ПК 145 + 00 канала Баксан-Малка	34/5	I–XII	23	22	4/–	14
ГЭС № 2, на ПК 189 + 00 канала Баксан-Малка	34/5	I–XII	21	5,6	0,94/–	3,29
ГЭС № 3, на ПК 264 + 00 канала Баксан-Малка	34/5	I–XII	18,5	30,4	4,5/–	15,75
ГЭС № 1А, на ПК 545 + 00 Ачалукского быстротока Алханчуртовского канала	13,5/6	IV–XII	13,5	131,5	14,2/–	49,7
ГЭС, на 20,9-м км, 4-я очередь Большого Ставропольского канала БСК-4	...	I–XII	55	12	6/–	24,7
ГЭС-4, на 38,7-м км БСК-4	...	I–XII	55	5,7	3/–	11,7
ГЭС-1, на 112-м км Терско-Кумского канала (ТКК)	...	IV–XI	45	30	14,8/–	50,8
ГЭС-2, на 145,9-м км ТКК	...	IV–XI	23	19,8	3,7/–	17,7
ГЭС № 1, на ПК 560 + 70 Надтеречного канала	11/7	IV–XI	11	6,25	0,55/–	1,1
ГЭС, на 220-м км канала Днепр–Донбасс (1-я очередь)	1388/...	I–XII	120	2,68	2,73/2,73	4,94
ГЭС, на 227,2-м км канала Днепр–Донбасс (1-я очередь)	1388/...	I–XII	120	2,67	2,72/2,72	4,92
Створ – 235,9 км от головы канала Днепр–Донбасс (1-я очередь)	1388	I–XII	120	2,78	2,84/2,84	5,12
Створ – 26,7 км от головы канала Днепр–Ингулец	...	I–XII	52	15	6,3/–	46,1
Перекопский сброс сопряжение с Чаплинским каналом, створ – 31,85 км от головы канала	...	IV–IX	105	3,82	3,41/–	14,9
ГЭС, на канале Гаре–Кахет						
ГЭС № 1, на канале Аксыра	...	IV–IX	19,5	88,3	14,4/–	45,4
ГЭС № 2, на ПК 30 + 20 канала Аксыра	13,2/1,5	IV–XI	8	4,7	0,3/–	0,54
ГЭС № 3, на ПК 35 + 0,8 канала Аксыра	13,2/1,5	IV–XI	8	5	0,32/–	0,58
ГЭС № 4, на ПК 38 + 45 канала Аксыра	13,2/1,5	IV–XI	8	5	0,32/–	0,58
ГЭС № 5, на ПК 84 + 85 канала Аксыра	10,7/1,5	IV–XI	6,5	5	0,26/–	0,53
Итого	10,7/1,5	IV–XI	6,5	5	0,26/–	0,53
					955,1/326,22	4873,16

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основной

1. **Ленин В.И.** Набросок плана научно-технических работ // Полн. собр. соч. Т. 33. С. 220–231.
2. **Ленин В.И.** О внутренней и внешней политике республики. Отчет ВЦИК и СНК IX Всероссийскому съезду Советов, 23 декабря 1921 г. // Полн. собр. соч. Т.44. С. 291–329.
3. **Основные** положения энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984.
4. **Решения** партии и правительства по хозяйственным вопросам (1917–1967 гг.). Т.2. М.: Политиздат, 1965.
5. **Асарин А.Е., Бестужева К.Н.** Водно-энергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. **Богдашкин П.И.** Электрификация сельского хозяйства в СССР. М.: Сельхозгиз, 1960.
7. **Будзко И.А.** Развитие электрификации сельского хозяйства // Электрические станции. 1980. № 12. С. 44–48.
8. **Виленский М.А.** По ленинскому пути сплошной электрификации. М.: Наука, 1980.
9. **Гидроэлектрические** станции / Под ред. В.Я. Карелина, Г.И. Кривченко. М.: Энергия, 1987.
10. **Гидроэлектростанции** в головной части Кубань-Калаусской обводнительно-оросительной системы./ Под ред. В.С. Конвиза. М.: Энергия, 1974.
11. **Гидроэнергетические** установки / Под ред. Д.С. Щавелева. Л.: Энергоатомиздат, 1981.
12. **Громов В.И., Флексер Я.Н.** Использование водной энергии. М.: Сельхозгиз, 1952.
13. **Громов В.И., Флексер Я.Н.** Сельские гидроэлектростанции. М.: Сельхозгиз, 1956.
14. **Губин М.Ф.** Отсасывающие трубы гидроэлектростанций. М.: Энергия, 1970.
15. **Жимерин Д.Г.** История электрификации СССР. М.: Соцэкгиз, 1962.
16. **Карелин В.Я., Волшаник В.В.** Сооружения и оборудование малых ГЭС. М.: Энергоатомиздат, 1986.
17. **Костин К.Ф.** От микро до макро. Свердловск: Среднеуральское книжное изд-во, 1978.
18. **Малинин Н.К., Тягунов М.Г.** Малая гидроэнергетика за рубежом // Гидротехн. стр-во. 1983. № 6. С. 49–52.
19. **Малинин Н.К., Тягунов М.Г.** Экономика малой гидроэнергетики за рубежом // Гидротехн. стр-во. 1983. № 12. С. 55–57.
20. **Малые** гидротурбины / Под ред. Квятковского В.С. М.: Машгиз, 1950.
21. **Малые** реки в народном хозяйстве СССР / А.И. Фидман, Н.В. Мастицкий, Н.Н. Фаворин, А.Э. Маттисен. М.: Изд-во АН СССР, 1949.
22. **Местные** энергетические системы /Под ред. Г.М. Кржижановского. М.: Изд-во АН СССР, 1958.

23. **Оборудование** сельских ГЭС / В.С. Гвоздев, Б.А. Вахрамеев и др. Свердловск: Машгиз, 1953.
24. **План** электрификации РСФСР. Доклад VIII съезду Советов Государственной комиссии по электрификации России. Издание 2-е.
25. **Потапов В.М., Ткаченко П.Е., Юшманов О.Л.** Использование водной энергии. М.: Колос, 1972.
26. **Репкин В.П.** Летопись гидроэнергостроительства за 50 лет. // Тр. Гидропроекта. 1969. Вып. 16.
27. **Рыженко И.Я.** Развитие сельской электрификации. М.: Сельхозгиз, 1965.
28. **Сборник** укрупненных показателей стоимости для обосновывающих материалов строительства ГЭС и ГАЭС (УПС ГЭС–84) / Гидропроект. М.: 1976.
29. **Совалов С.А., Черня Г.А.** Основные направления повышения экономичности работы Единой энергосистемы СССР // Электрические станции. 1975. № 4. С. 23–27.
30. **Соколов Д.Я.** Гидравлические турбины для малых ГЭС. М.–Л.: Госэнергоиздат, 1951.
31. **Справочник** конструктора гидротурбин / Под ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1971.
32. **Справочник** по гидротурбинам / Под ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Машиностроение, 1984.
33. **Типовая** методика определения экономической эффективности капитальных вложений. Госплан СССР, Госстрой СССР. М.: 1980.
34. **Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Зорина Т.Н.** Потенциальные гидроэнергетические ресурсы СССР, реализуемые на малых ГЭС // Гидротехн. стр-во. 1986. № 10. С. 4–7.
35. **Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Молнар О.В.** Реконструкция и восстановление малых ГЭС // Электрические станции. 1987. № 1. С. 5–8.
36. **Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Серегина М.И.** Состояние и тенденции развития малой гидроэнергетики за рубежом // Энергетическое стр-во за рубежом. 1987. № 3. С. 23–27
37. **Фельдман Б.Н., Марканова Т.К., Серегина М.И.** Энергетический потенциал ГЭС при водохозяйственных объектах // Энергетическое стр-во. 1987. № 4. С. 57–61.
38. **Хохарин А.Х., Фрейшист А.Р., Шор А.М.** Стальные трубопроводы гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1982.
39. **Широков В.М., Лопух П.С.** Формирование малых водохранилищ гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986.
40. **Энергетические** ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы / Под ред. А.Н. Вознесенского. М.: Наука, 1967.
41. **Guangquan D.** Small hydro cascade developments in China // International Water Power and Dam Construction. 1986. Vol. 38, № 4. P. 16–20.
42. **Gordon J.L., Noel C.R.** The economic limits of small and low-head hydro // Ibid. P. 23–26.
43. **Gridhton P.S. e.a.** Standard design for six mini hydro sites in Indonesia // Ibid. p. 26–30.
44. **Gebendinger M.** Implementing the Taliha mini hydro scheme in Zaire // Ibid. P. 36.
45. **Nechleba M., Kopecky V.** Mini and micro hydro in Czechoslovakia // Ibid. P. 37–39.
46. **Rummel G., Everett R.** The Jones Fork small hydro scheme // Ibid. P. 54–57.
47. **Sikka D.R.** Developing small hydro in India // Ibid. P. 59–60.
48. **First** International Conference on Small Hydro // International Water Power and Dam Construction. 1984. Vol. 36, № 5. P. 38–40.

49. **Teichmann H.T.** International standardization of small hydro schemes // International Water Power and Dam Construction. 1983. Vol. 35, № 5. P. 41–44.
50. **Equipment** options multiply for small-scale hydro // Power 1983. Vol. 127, №5. P. 33–40.
51. **Johnson M.** Installing micro-hydro in the developing nations // Alternative Sources of Energy. 1986. № 78. P. 23–24.
52. **Stoiaken L.N.** Hydro turbine innovations: 1985 in review // Ibid. P. 39, 41, 43.

Дополнительный

1. **Изучение**, использование и охрана малых и средних рек / В.С. Алтунин и др. // Гидроэнергетич. стр-во. 1988. № 9. С. 28–31.
2. **Малые** ГЭС в энергосистемах ФРГ // Гидроэнергетика за рубежом. 1989. Вып. 7.
3. **МикроГЭС** для освоения горных районов // Мелиорация и водное хоз-во. 1989. № 5.
4. **Мини-гидроэлектростанции** – будущий источник энергии для промышленного развития // Информ. бюллетень ЮНИДО. 1988. № 243. С. 1–2.
5. **Проекты** унифицированных малых ГЭС на гидроузлах неэнергетического назначения // Мелиорация и водное хоз-во. 1989. № 5. С. 20–22.

Производственное издание

Михайлов Лерен Петрович
Фельдман Борис Нухимович
Марканова Татьяна Константиновна
Полинковский Израиль Авраамович
Бабурин Борис Леонидович
Линючев Валентин Алексеевич

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Редактор *Е.М. Натариус*
Редактор издательства *Э.Н. Полякова*
Художественные редакторы *Б.Н. Тумин и А.А. Белоус*
Технический редактор *М.А. Канониди*
Корректор *Н.И. Курдюкова*
ИБ №2200

Набор выполнен в издательстве. Подписано в печать с оригинала-макета 26.10.89. Т-18134 Формат 60 x 88 1/16. Бумага офсетная № 2. Печать офсетная. Усл. печ.л. 11,27. Усл.кр.-отт. 11,27. Уч.-изд.л. 12,20. Тираж 2770 экз. Заказ 6882. Цена 95 к.

Отпечатано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография" Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, М-54, Валовая ул., 28.

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

Новые конструкции водопропускных напорных сооружений, использующих эффект закручивания потока

В научно-исследовательском секторе ВО "Гидропроект" разработаны и экспериментально обоснованы на гидравлических моделях оригинальные системы водоводов, обеспечивающие создание в отводящем тракте вихревых закрученных потоков. Это достигается путем установки специальных устройств в узлах поворота водоотводящего тракта.

Использование закручивания потока позволяет: погасить энергию потока на сравнительно коротком участке водовода при невысоком уровне динамического воздействия на конструкции, избежать кавитации в водосбросных трактах высоконапорных гидроузлов, погасить энергию и скорость потока непосредственно по трассе водосброса и предохранить русло реки в нижнем бьефе от размывов.

Эффект закручивания потока целесообразно использовать при сопряжении вертикального шахтного водосброса со строительными туннелями, которые являются элементами основного эксплуатационного водосброса. Шахтный водосброс может быть оборудован многоярусным глубинным водозабором, что также позволяет использовать эффект закручивания потока в водоотводящем тракте.

Подобные конструктивные решения разработаны для напоров до 300 м и расходов до 3000 $м^3/с$ и уже используются в проектах крупнейших ГЭС. Однако они могут быть эффективными и для малых ГЭС, в частности деривационных, для канализационных и ливневых водотоков при городском строительстве, при создании очистных сооружений и в других случаях.

Заявки направляйте по адресу: 123362, Москва, Д-362, а/я 393. НИС ВО "Гидропроект". Справки по телефону 493-64-29.

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

Метод уплотнения грунтов ударными нагрузками

В научно-исследовательском секторе ВО "Гидропроект" разработаны технология и принципы организации работ по интенсивному ударному уплотнению на глубину 10–20 м слабых водонасыщенных грунтовых оснований сооружений ГЭС, ГАЭС и АЭС, а также возведения водоудерживающих насыпей слоями высотой 5–10 м. Разработана также методика прогноза эффективности и параметров уплотнения водонасыщенных и газосодержащих грунтов.

Интенсивное ударное уплотнение грунтов выполняется с использованием кранов или экскаваторов-драглайнов на гусеничном ходу грузоподъемностью от 60 до 150 т, оборудованных удлиненной стрелой и устройствами для подъема и сбрасывания груза массой 15–20 т при высоте сбрасывания 15–25 м. Один экскаватор, работающий на уплотнении основания, высвобождает не менее пяти таких же машин, которые работали бы на замещении грунтов основания (выемке слабого и укладке нового), помимо большого числа другого автотранспорта.

При возведении насыпей данным методом уплотнения могут использоваться некондиционные грунты полезных выемок. В этом случае за счет улучшения сбалансированности выемки и насыпи высвобождается техника для экскавации и транспортирования грунта. Появляется возможность перейти от циклических к поточным схемам организации работ и осуществлять контроль качества при возведении насыпи, не сдерживая темпов отсыпки.

Метод интенсивного ударного уплотнения неоднородного водонасыщенного суглинка применен при подготовке оснований и возведении защитных дамб при строительстве Загорской и Кайшядорской ГАЭС.

Широкий диапазон применения и достигнутые результаты подтверждают целесообразность использования метода интенсивного ударного уплотнения на любом крупном строительстве при выполнении земляных работ. Разработанные методики позволяют на стадии проектирования произвести технико-экономическую оценку применения рекомендуемого метода.

Заявки направляйте по адресу: 123362, Москва, Д-362, а/я 393. НИС ВО "Гидропроект". Справки по телефону 493-64-29.

ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!

Скалолом

Во Всесоюзном ордена Ленина проектно-изыскательском и научно-исследовательском объединении "Гидропроект" им. С.Я. Жука разработано устройство для разрушения монолитных объектов импульсным давлением жидкости (скалолом), авторские свидетельства № 594799, 1077373, 1122084.

Данное устройство предназначено для разрушения негабаритных кусков горных пород любой прочности объемом от 0,5 $м^3$ и более, зачистки скальных оснований строительных объектов, разрушения бетонных фундаментов и других подобных работ.

Устройство представляет собой легкий ручной инструмент мощного действия, размещаемый в предварительно пробуренной скважине и создающий в ее стенках большие распорные усилия, разрушающие породу.

Устройство безопасно в обращении, не требует вывода оборудования и людей из зоны производства работ, несложно в эксплуатации, обслуживается рабочими любой квалификации, прошедшими обучение, и не нуждается в посторонних источниках электроэнергии.

Особенно эффективно использование предлагаемого устройства при проведении работ по разрушению каких-либо отдельных объектов без остановки технологического процесса предприятия или строительства.

Технические показатели устройства:

Масса, кг	15
Длина рабочего органа, мм	500
Диаметр рабочего органа, мм	40
Общая длина, мм	800
Диаметр скважины, мм	42
Глубина скважины, мм	550
Масса заряда, кг	0,01
Тип заряда	Унитарный
Амплитуда импульса, МПа	Не менее 180

Опыт эксплуатации устройства в производственных условиях показывает, что его долговечность составляет не менее 1000 выстрелов.

Устройство запатентовано в США, Англии, ФРГ, Италии, лицензии на него проданы в США, Финляндию, Западный Берлин и Австралию.

Заявки направляйте по адресу: 125812, ГСП, Москва, А-80, Волоколамское шоссе, 2. Справки по телефону (патентно-лецензионный отдел) 155-08-38-, 155-08-39