

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ имени АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

**На правах рукописи**

**УДК 621.311.21**

**ИРГАШЕВ ЭЛЬЁР АГЛАМОВИЧ**

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛОЙ ГЭС С УЧЕТОМ МОДЕРНИЗАЦИИ И  
РЕКОНСТРУКЦИИ**

**5А310101 - «Гидроэлектростанции и возобновляемые  
источники энергии»**

Диссертационная работа для получения  
академической степени магистра

**Научный руководитель**

**д.т.н., проф. М. М. Мухаммадиев**

**Ташкент – 2013**

	<b>Оглавление</b>	
	<b>Введение</b> .....	3
<b>Глава 1</b>	<b>Анализ состояния эксплуатируемых малых ГЭС Узбекистана</b> .....	8
1.1	<b>Анализ водных ресурсов Узбекистана</b> .....	8
1.2	<b>Анализ энергетических ресурсов Узбекистана</b> .....	18
1.3	<b>Состояние эксплуатируемых малых ГЭС Чирчик Бозсуйского водного тракта</b> .....	29
1.4	<b>Задачи исследования</b> .....	34
	<b>Выводы по главе 1</b> .....	35
<b>Глава 2</b>	<b>Разработка методики расчета эффективности эксплуатируемых малых ГЭС</b> .....	37
2.1	<b>Задачи модернизации и реконструкции ГЭС</b> .....	37
2.2	<b>Методика водно-энергетического расчета при обосновании выбора установленной мощности МГЭС...</b>	47
2.3	<b>Методика определения эффективности модернизации и реконструкции малых ГЭС</b> .....	51
	<b>Выводы по главе 2</b> .....	58
<b>Глава 3</b>	<b>Разработка рекомендации по повышению энергоэффективности МГЭС</b> .....	60
3.1	<b>Рекомендации по повышению эффективности при модернизации и реконструкции</b> .....	60
3.2	<b>Рекомендации по технико-экономическому обоснованию эффективности малых ГЭС при модернизации и реконструкции</b> .....	63
	<b>Выводы по главе 3</b> .....	70
	<b>Заключение</b> .....	72
	<b>Список использованной литературы</b> .....	75
	<b>Приложения</b> .....	80

## **Введение.**

### **Обоснование темы и ее актуальность.**

В экономически развитых и развивающихся странах ускоренными темпами ведутся разработки по практическому использованию альтернативных источников энергии как важнейшего фактора устойчивого развития и повышения конкурентоспособности экономик в условиях сокращения мировых запасов углеводородного сырья [3].

В нашей стране большой потенциал гидроэнергетических ресурсов, равен примерно 27,4 млрд. кВтч., из которых в настоящее время используется около 25 %. Значительная часть запасов гидравлической энергии находится в регионах и гидроэнергетическое строительство здесь в перспективе должно получить большое развитие. Основным вопросом для энергетики Узбекистана является покрытие пиковых нагрузок, повышение экологической безопасности, надежности и живучести энергосистем. Возможность ГЭС работать в режимах переменных нагрузок позволяет использовать их в оперативном управлении режимами энергосистем всех уровней и включать их в комплексы противоаварийной автоматики и системы регулирования частоты и мощности. Техно-экономическая эффективность энергосистем достигается выработкой на ГЭС дешевой электроэнергии и снижением удельных расходов топлива на ТЭС. Сегодня 77% электроэнергии на тепловых электростанциях вырабатывается за счет сжигания природного газа, 7% за счет сжигания мазута, и 3,5% за счет сжигания угля. Остальные 12% электроэнергии производится на ГЭС.

"Узбекэнерго" и "Узводэнерго" два поставщика гидроэнергетики в Узбекистане, в настоящее время планируют построить и модернизировать ряд малых ГЭС. Государственная компания "Узбекэнерго" к 2021 году намерено построить в Узбекистане семь гидроэлектростанций на сумму более 1 млрд. долл. США. "Узводэнерго" имеет менее амбициозные планы: в течение 2011-2015 компания увеличит генерирующие мощности малых

ГЭС в стране на 219 МВт, стоимость модернизации оценивается в 260 млн. долл. США. Планируется построить семь новых ГЭС и реконструировать две существующие малых ГЭС в Ташкентской и Сурхандарьинской областях. Это позволит увеличить генерирующие мощности с 394 МВт в 2010 году до 613 мегаватт к концу 2015 года. Они повысят выработку электроэнергии на малых ГЭС с 1,115 до 2,19 млрд. кВтч за указанный период. По мнению экспертов, увеличение мощности производства на этих ГЭС составит более 2,5 млрд. кВтч, что позволит сэкономить 866 млн. кубометров природного газа в год.

В соответствии с законом [1], целью которого является обеспечение устойчивого развития на основе эффективного применения альтернативных и возобновляемых источников энергии; охрана природы и защита окружающей среды, в том числе от выбросов парниковых газов; регулирование отношений в области производства и использования энергии на основе альтернативных и возобновляемых источников, экономия природных энергетических ресурсов и улучшение экологической обстановки в регионах Республики Узбекистан является важной и весьма актуальной проблемой. Весомый вклад в решение этой проблемы может внести формирование благоприятной структуры топливно-энергетического баланса на основе использования экологически безопасных возобновляющихся источников энергии (ВИЭ) и, в первую очередь, гидравлической энергии [1,2,3].

### **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования является каскад ГЭС на Чирчик-Бозсуйском водном тракте, в частности, в качестве основного примера выбрана Нижне-Бозсуйская ГЭС.

Предмет исследования составляет методика расчета, вспомогательная программа, а также технико-экономическое обоснование эффективности малых ГЭС при реконструкции и модернизации.

### **Цели и задачи**

Цель работы состоит в том, чтобы на основе анализа дать рекомендации по теории и методам повышения эффективности при модернизации и реконструкции малых ГЭС в энергосистеме.

- для достижения поставленной цели провести анализ современного состояния гидроэнергетики Узбекистана, рассмотреть пути наращивания мощностей, методы повышения эффективности Малых ГЭС.

- анализ современного состояния действующего оборудования Малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта;

- разработка методов технико-экономического обоснования мероприятий по модернизации и реконструкции Малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта;

- выбор алгоритма и методики обоснования основных параметров гидроэнергетических установок.

В связи с постоянным ростом потребности электрической энергии и тяжелым финансовым положением в электроэнергетической отрасли, первоочередными задачами являются:

а) наращивание мощностей путем модернизации и реконструкции эксплуатируемых и законсервированных Малых ГЭС;

б) восстановления и реконструкции действующих энергетических установок;

в) широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс ВИЭ;

г) введение государственной политики энергоресурсосбережения и снижение энергоемкости внутреннего валового продукта.

### **Основные вопросы и предложения**

Методика определения эффективности модернизации малых ГЭС.  
Методика определения эффективности реконструкции малых ГЭС.  
Программа определения основных параметров гидроэнергетических установок.

### **Краткий анализ литературы**

Рассматриваемый вопрос диссертационной работы в научном аспекте еще не рассматривался, в качестве основной литературы были использованы доклады и статьи сотрудников ОАО «Гидропроект», потому методы наращивания мощностей, повышение эффективности при модернизации и реконструкции требует более тщательных исследований.

### **Краткое описание используемого метода исследования**

В процессе выполнения работы применялись методики по определению основных параметров ГЭУ, обоснование модернизации и реконструкции.

### **Практическое и теоретическое значение результатов исследования**

Разработанная программа по определению основных гидравлических параметров позволит ускорить рабочий процесс проектировщика в составлении технико-экономического обоснования модернизации и реконструкции малых ГЭС.

Программа предназначена для определения основных параметров гидроэнергетических установок (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции): напор, расходы воды, мощность, вырабатываемая и потребляемая электроэнергия, коэффициент полезного действия. Программа может применяться в проектировании гидроэнергетических установок в проектных и учебных организациях.

Программа обеспечивает выполнение следующих функций, т.е. позволяет определить:

- основные параметры гидроэлектростанций;
- основные параметры насосных станций;
- основные параметры гидроаккумулирующих электростанций в турбинном и насосном режимах.

**Научная новизна** заключается в разработке новых методик технико-экономического обоснования модернизации и реконструкции малых ГЭС; программы определения основных параметров гидроэнергетических

установок, позволяющая ускорить процесс составления технико-экономического обоснования; а также в работе предложены и сформулированы основные направления наращивания мощностей на основе модернизации и реконструкции, действующих и законсервированных малых ГЭС; даны технические решения по элементам ГЭС, обеспечивающие повышение КПД; разработка алгоритмов и методик оптимизации параметров при реконструкции и модернизации ГЭС;

### **Краткое описание состава диссертации**

В первой главе были рассмотрены водные и энергетические ресурсы Узбекистана, произведен анализ состояния эксплуатируемых малых ГЭС. Также приведен более подробный анализ пяти малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта, то есть их состояние, приведены цели модернизации и описано в чем заключается сама модернизация по каждой малой ГЭС. Рассмотрены задачи исследования.

Во второй главе рассмотрены методы повышения эффективности эксплуатируемых малых ГЭС, описаны основные задачи модернизации и реконструкции. Также уделено внимание автоматизации систем управления технологическими процессами ГЭС. Выполнены расчеты на примере Нижне-Бозсуйской ГЭС по методике определения эффективности модернизации и реконструкции, также применяя методику определения основных параметров гидроэнергетических установок по которой создана программа расчета, зарегистрированная в патентном ведомстве РУз [Приложение 1].

В третьей главе приводятся расчеты эффективности малой ГЭС с учетом модернизации и реконструкции, разработаны рекомендации по технико-экономическому обоснованию эффективности малой ГЭС с учетом модернизации и реконструкции.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, 5 рисунков, 11 таблиц, списка литературы из 50 наименований и 5 приложений. Общий объем 90 страниц.

## **Глава 1. Анализ состояния эксплуатируемых малых ГЭС Узбекистана.**

### **1.1. Анализ водных ресурсов Узбекистана.**

Согласно Постановления Президента Республики Узбекистан “О приоритетах развития промышленности Республики Узбекистан в 2011–2015г.г.” [2] в целях устойчивого, динамического и сбалансированного развития промышленности республики, углубления структурных преобразований, направленных на диверсификацию основных ее отраслей и рост экспортного потенциала, дальнейшего повышения эффективности и конкурентоспособности отраслей, комплексов и предприятий промышленности на основе их модернизации, технического и технологического обновления производства, особое значения уделяется развитию энергетики, которая является базовой отраслью, развитие которой создает в Республике основание для полноценного развития всех отраслей промышленности, строительства, транспорта, бытового потребления населения.

В настоящее время в энергетике Узбекистана, как и во всей экономике республики, происходят радикальные изменения основных пропорций тенденций, определяющих функционирование отрасли, что кардинально меняет привычные соотношения и представления о конкурентоспособности различных типов электростанций, видов топлива и форм собственности в связи с переходом на рыночные отношения.

Потребность в электрической и тепловой энергии народного хозяйства и населения определяется уровнем развития экономики, эффективностью энергоиспользования и энергосбережения. Эти факторы тесно взаимосвязаны и совместно формируют возможные сценарии социально – экономического развития Республики.

На ближайшую и среднесрочную перспективу основными источниками производства электроэнергии останутся тепловые и гидравлические станции, хотя в ряде случаев нетрадиционные источники

энергии становятся доступными, несмотря на свою, относительную дороговизну. Гидроэнергетика в общем электроэнергетическом производстве Республики Узбекистан занимает в настоящее время ~14,5 %

Говоря о водных ресурсах Узбекистана следует упомянуть и об Аральском море, который представляет замкнутый, отрезанный от океанов бессточный регион, охватывающий территорию около 2,5 млн. км<sup>2</sup>. На его территории размещаются пять независимых государств: Кыргызстан, Таджикистан, Туркмения, Узбекистан (полностью) и Казахстан (3 области Южного Казахстана: Джамбульская, Кызылординская, Чимкентская, а также и тяготеющие к ним по хозяйственно-энергетическим признакам Алматинская и Талдыкурганская области, составляющие единый Алматинский энергорайон). Географически (в водохозяйственном отношении) к бассейну тяготеет и ряд северных провинций Афганистана и Ирана (левобережные притоки р. Пянджа и Амударьи, реки Теджен и Атрек). Регион Аральского моря является типичной аридной зоной, где земледелие и другая хозяйственная деятельность практически возможно только на базе искусственной водоподачи, поэтому основу использования водных ресурсов здесь составляет комплекс отраслей ирригационно-энергетического направления. К настоящему времени здесь уже освоено свыше 8,0 млн. га, а земельный фонд, пригодный для орошения, составляет более 25 млн. га, из них возможное освоение на внутри региональных водных источниках - 9,0...9,5 млн. га [39].

Водные ресурсы региона (среднемноголетнее значение поверхностного стока рек) оцениваются в ~ 127 км<sup>3</sup>/год (со снижением в маловодные годы до 95,0...89,0 км<sup>3</sup>), технически возможные к использованию с учетом регулирования в водохранилищах ресурсы - около 110 км<sup>3</sup>/год, а выделяемые для орошения, согласно данным генеральных схем прошлых лет, - 97,0 км<sup>3</sup>/год (в бассейне Сырдарьи это - 29,5, Амударьи - 62,5, бессточных рек Казахстана - 5,0). Фактическое же использование стока, наиболее интенсивно развивавшееся в последние

десятилетия, практически уже достигло этих значений, т.е. вплотную подошло к так называемому «пределу истощения водных ресурсов».

На территории Узбекистана формируется не свыше 10 % всех естественных водных ресурсов бассейна. Однако насколько эти ресурсы способны удовлетворить требования ирригационных, неирригационных и гидроэнергетических потребителей и пользователей без специальных расчетов сказать невозможно. Учитывая, что Узбекистан потребляет ~60% ресурсов, формирующихся в бассейне, из этих данных можно сделать вывод об очевидной зависимости Республики от потребителей и пользователей.

Подразделение ресурсов на вышеперечисленные категории – задача посильная только совместным усилиям коллективов нескольких институтов, но она позволит лицам, принимающим решения хорошо ориентироваться, какие проблемы международного вододелия являются главными, и в каких из них необходимо достижение консенсуса с сопредельными государствами.

Два главных обстоятельства препятствуют нормальной эксплуатации водохозяйственных и энергетических систем региона в настоящее время и, особенно, в перспективе:

- геополитические разногласия между государствами региона, обусловленными трудностями установления паритетных соглашений;
- климатические изменения, приводящие к изменению режима стока рек и уменьшению его объёма.

Поскольку собственные водные ресурсы Республики Узбекистан составляют не более 10 -12 % от общих ресурсов бассейна Аральского моря, эти проблемы, прежде всего, касаются его, так как требуемые объёмы водопотребления составляют порядка 60 % от общих ресурсов.

Прогнозируемые Узгидрометом климатические изменения на ближайшие 10 - 40 лет могут лишь усугубить сложившуюся в последние 20 лет обстановку в использовании водных ресурсов региона.

Характеристика водных ресурсов поверхностных источников республики Узбекистан и ресурсов трансграничных рек составляют около 10 % от общих ресурсов поверхностных вод.

Ресурсы подземных вод составляют 26 км<sup>3</sup>, из них 17,4 - с минерализацией до 3 г/л.

Доля поверхностного стока в подземных ресурсах составляет по Республике Узбекистан ~79 %. Это значит, что эти воды не могут считаться дополнительным ресурсом к стоку поверхностных источников.

По данным ПО Водпроект объем водных ресурсов, которым в бассейне Аральского моря расчетно располагает Узбекистан по состоянию на 2002 год составляет:

- Из речного стока – 55,1 км<sup>3</sup>, (82,2%) в т.ч. за счет возвратных вод, поступающих обратно в реки – 9,0 км<sup>3</sup>

- Из подземных вод – 7,8 км<sup>3</sup>, (11,7%)

- Из возвратных вод, используемых непосредственно в местах их формирования, – 4,1 км<sup>3</sup>, (6,1%)

*Современное использование водных ресурсов в отраслях народного хозяйства [23,25,34].*

Общее представление о динамике водозабора на орошение в сопоставлении с динамикой роста населения и орошаемых площадей показано на рисунке 1. Следует обратить внимание на тот факт, что удельное водопотребление росло скачкообразно в периоды интенсивного развития ирригации и плавно падало по мере ввода новых площадей в периоды относительных застоев в строительстве ирригационных систем.

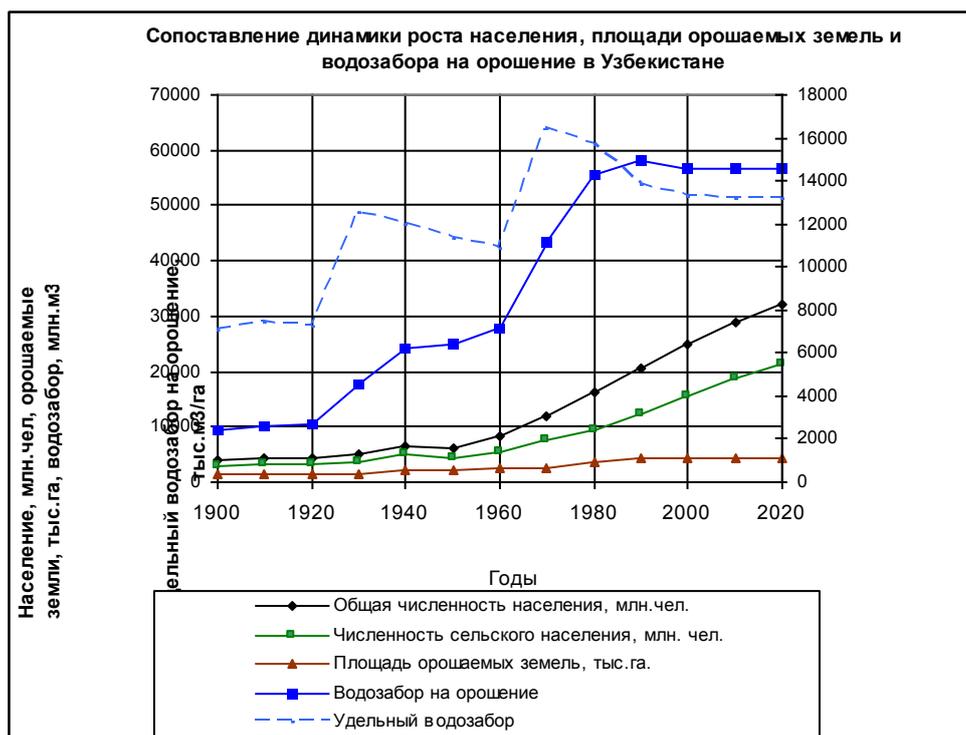


Рисунок 1. Динамика водозабора на орошение в сопоставлении с динамикой роста населения и орошаемых площадей в республике Узбекистан.

Объёмы использования водных ресурсов в современных условиях основными группами потребителей и пользователей

- а) орошаемым земледелием, включая рыбное хозяйство;
- б) коммунальным хозяйством и сельскохозяйственным водоснабжением, и,
- в) промышленностью показаны на рис. 2.

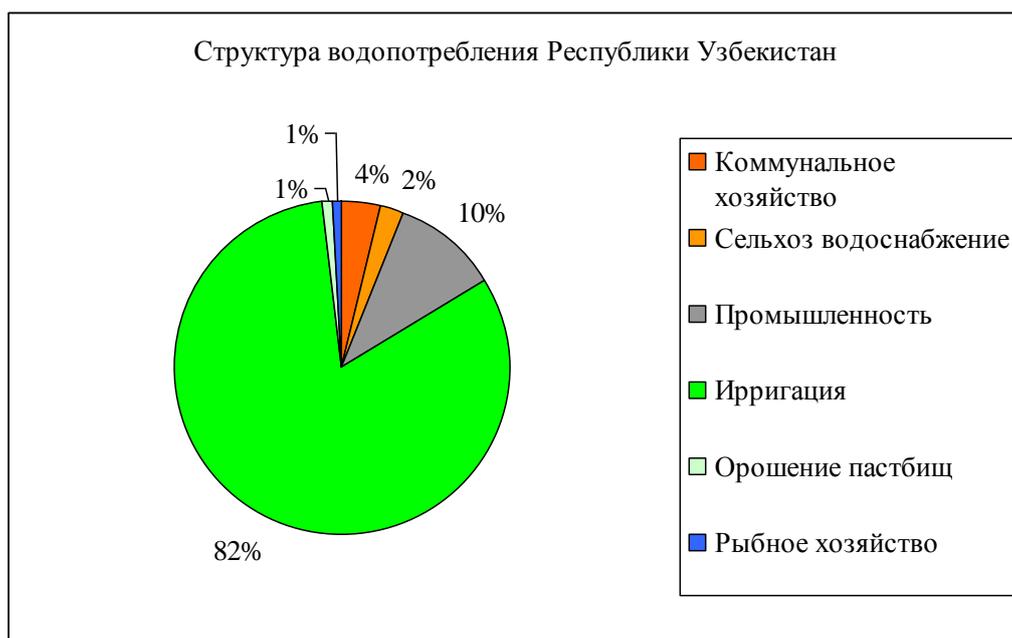


Рисунок 2. показаны статьи расхода водных ресурсов в республике Узбекистан (По материалам Генеральной схемы до 2005 г. с учетом реального положения дел в орошаемом земледелии).

*Альтернативы технических мероприятий, обеспечивающих устойчивое развитие РУз в водном секторе. Строительство собственных водохранилищ.*

Равнинность территории на выходе рек из горных долин и исторически сложившаяся густозаселённость этих долин исключают возможность строительства больших водохранилищ для регулирования и контррегулирования стока основных рек.

Построенные в период последних 20 лет водохранилища без продуманного водохозяйственного и технико-экономического обоснования мало способствуют повышению водообеспеченности РУз. Сказанное относится к Арнасайскому, Резаксайскому, Кенкульсайскому, к строящемуся Центральному Ферганскому и проектируемому Сардобинскому водохранилищам.

К сожалению, другие, более удобные чаши для строительства водохранилищ с ГЭС на территории РУз, не используются, хотя по ним имеются проектные проработки разного уровня подробности.

Например, самым перспективным объектом является Пскемский гидроузел на р. Пскем с водохранилищем на полезную ёмкость ~446 млн.м<sup>3</sup> и ГЭС мощностью свыше 400 МВт.

Это водохранилище в Ташкентской - самой быстро развивающейся области РУз, совместно с имеющимся Чарвакским водохранилищем, может во-первых, - обеспечить гарантированные 90 % уровень водопотребления самой области, во-вторых оно может обеспечить «рокировку» водных ресурсов с республикой Казахстан, а в третьих, - обеспечит выработку дополнительной пиковой энергии.

Суть «рокировки» в том, что часть попусков Кыргызстана, предназначенная республике Казахстан, может быть использована в Ферганской долине, Сырдарьинской и Джизакской областях, а компенсирована попусками из Пскемского и Чарвакского водохранилищ по р. Чирчик. Кроме этого имеется ряд объектов на других реках.

Обеспечить водную независимость РУз в полной мере не представляется возможным по следующим объективным причинам:

- отсутствие собственных водных ресурсов нужного объёма и качества;
- отсутствие чаш под водохранилища нужного размера для полного контррегулирования стока трансграничных рек.

Таким образом, в случаях, когда нет возможности перерегулировать энергетические попуски по трансграничным рекам с территории вышележащих государств, возможным выходом из положения является заключение компенсационных соглашений с этими государствами.

Цена вопроса о размерах необходимой компенсации тесно связана с функционированием энергетического сектора производства.

### *Перспективы развития гидроэнергетики в Узбекистане.*

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек Узбекистана, согласно справочнику «Гидроэнергетические ресурсы СССР» [50], оцениваются в 88,5 ТВтч/год, в том числе крупных рек –81,1, средних – 3,0, малых - 4,4 млрд. кВтч (ТВтч)/год; их технический потенциал оценивается в 27,4 ТВтч/год, -в том числе соответственно крупных рек - 24,6, средних - 1,5, малых - 2,3 ТВтч/год;

Экономически эффективные гидроэнергетические ресурсы, выявленные по схемным и проектным данным, составляют 13,76 ТВтч/год, в том числе используемые в настоящее время - 6,41 ТВтч/год.

В 1984-85гг. институт Средазгидропроект разработал «Технико-экономический доклад об основных направлениях развития малой гидроэнергетики СССР» [49], раздел Средней Азии. В этом ТЭДе было установлено, что на территории Узбекистана *теоретические гидроэнергетические ресурсы* малой гидроэнергетики составляют 30,23 ТВтч/год, из которых *технические ресурсы* составляют - 8,2 ТВтч./год, а *экономически эффективные ресурсы* оценены в 2,5 ТВтч . /год

После выполнения «Схемы развития малых ГЭС в системе Минводхоза Узбекистана на период до 2010г.» и «Схемы использования гидроэнергетического потенциала малоизученных водотоков» и отдельных проектных проработок по первоочередным ГЭС были уточнены *технические гидроэнергетические ресурсы водотоков системы Минсельводхоза Узбекистана*, которые на сегодня оцениваются в 5.85 млрд. кВтч./год, из которых на долю ГЭС при ирригационных водохранилищах приходится 1,35 млрд. кВтч/год, на долю ГЭС на перепадах ирригационных каналов - 3,06 млрд. кВтч./год и на дою ГЭС на малых водотоках -1.54 млрд. кВтч ./год.

Таблица 1.

Гидроэнергетические ресурсы основных рек Узбекистана											
№№ п/п	Река	Изученность	Техничес- кие			Экономичес- кие			Освоен- ные		
			Число ГЭС	МВт	ГВтч	Число ГЭС	МВт	ГВтч	Число ГЭС	МВт	ГВтч
1	Чаткал	Схема 1971г	1	500	1,1	1	500	1,10			
2	Пскем	Схема 1981г	4	1250	3,06	4	1250	3,06			
3	Чирчик	Схема 1946г	23	1246	4,84	21	1228	4,78	19	1200	4,72
4	Карадарья	ТЭД 1985г	7	188	0,78	7	188	0,78	5	168	0,61
5	Сырдарья	Уточ.схема 1980г	2	166	0,75	2	166	0,75	1	126	0,43
6	Сурхандарья	ТЭД МГЭС 1985г	13	320	1,46	1	160	0,47			
7	Кашкадарья	Схемы нет	7	70	0,21	1	12	0,07			
8	Заравшан	ТЭД МГЭС 1985г	15	168	0,62	4	40	0,18	4	40	0,18
9	Амударья	Уточ.схема 1985г	3	770	3,27	2	650	2,57	1	150	0,47
	Итого:				16,1			13,76			6,41

Таким образом, анализ наличия собственных водных ресурсов РУз, потребности в воде в существующих условиях и на перспективу и складывающийся в последние 20 лет режим поступления водных ресурсов по трансграничным рекам из государств верхнего течения рек Амударья и Сырдарья позволяет сделать ряд предварительных выводов о перспективах развития в условиях прогнозируемого изменения климата и водности рек и развитии гидроэнергетики:

– Собственные ресурсы РУз могут покрыть только часть существующей и перспективной потребности в воде, имеющей тенденцию роста в связи с ростом населения, орошаемых площадей, неэффективным использованием водных ресурсов и развития промышленности.

– Часть потребного стока для покрытия нужд водопотребления отраслей хозяйства РУз может быть получена путём строительства водохранилищ сезонного регулирования стока собственных рек и контррегулирования стока трансграничных рек.

– Единственным способом реального противодействия прогнозируемым изменениям режима и объёма стока рек в связи с

изменением климата, является регулирование его в водохранилищах, что создаёт предпосылки для эффективного развития гидроэнергетики.

– Основные ёмкости водохранилищ, способные вести многолетнее (только согласованное) регулирование стока расположены в четырёх разных государствах.

– Для получения недостающих водных ресурсов в потребном для РУз режиме из трансграничных источников нужны соглашения на межгосударственном уровне о компенсационных поставках ПТЭР, поскольку режим работы водохранилищ многолетнего регулирования напрямую связан с выработкой электроэнергии гидроэлектростанциями.

– Строительство водохранилищ может выгодно сочетаться со строительством гидравлических станций, являющихся источником получения маневренных мощностей электроэнергии, вполне экономически конкурентных тепловым системам генерации маневренных мощностей, и имеющих преимущество в использовании возобновляемых природных ресурсов и отсутствии вредных выбросов.

## 1.2. Анализ энергетических ресурсов Узбекистана.

Энергосистема Узбекистана осуществляет централизованное электроснабжение потребителей республики Узбекистан. Отчетное электропотребление за 2011г. составило 52,767 млрд. кВтч.

Установленная мощность электростанций Республики Узбекистан на 01.01.2009г. составила 12467,1 МВт, Выработка электроэнергии электростанциями ГАК “Узбекэнерго” в 2009г. составила 52,767 млрд. кВтч, данные приведены в таблице 2.

Таблица 2.

	Установленная мощность	Выработка электроэнергии
	МВт	млрд. кВтч
ТЭС	10 619	46,8332
ГЭС	1 414,6	4,5982
Блок-станции	433,5	1,3156
Итого	12 467,1	52,767

Было получено в энергосистему 0,6567 млрд. кВтч, при этом из энергосистемы была осуществлена выдача электроэнергии в размере 1,3945 млрд. кВтч, Сальдовый переток электроэнергии из Узбекистана составил 0,7378 млрд. кВтч.

В качестве топлива тепловых электростанций использовались газ, уголь (местный и привозной), мазут, а также подземный газ.

Таблица 3.

Топливо	Ед.изм	Расход за гг.				
		2007	2008	2009	2010	2011
Газ	млн.м3	12907,8	14575,3	13344,1	13767,1	14862,7
Уголь	тонн	2757260	225369	2612976	2016600	2208800
Мазут	тонн	560451	244092	238473	246000	200700

Подзем. газ	млн.м3	302,2	2184,4	330,0	259,4	200,6
-------------	--------	-------	--------	-------	-------	-------

На расчетный период 2015г. с учетом роста нагрузок, требуемого резерва и предусмотренного демонтажа оборудования в энергосистеме необходимо осуществить ввод новых генерирующих мощностей, развитие электроэнергетики должно предусматриваться в масштабах, обеспечивающих внутреннюю сбалансированность энергосистемы Узбекистана.

*Потребление электроэнергии Республикой Узбекистан.*

Энергосистема Узбекистана осуществляет централизованное электроснабжение потребителей республики. Территория республики равна 447,4тыс. км с населением более 29 млн. чел. Электропотребление за 2009г. составило 50,0145 млрд. кВт.ч., за 2010г. – 50,7379 млрд. кВт.ч., что на 0,7234 млрд. кВт.ч. больше предыдущего.

Ретроспектива электропотребления представлена в таблице 4.

Таблица 4.

№ п/п	Наименование	Годы							
		1990	1992	2000	2005	2007	2009	2011	2012
1	Электропотребление [млрд. кВт.ч]	54,07	50,39	48,12	47,32	49,94	50,01	51,42	52,05
2	Темп роста %					5,54	0,14	2,82	1,23

Как видно из таблицы 4, максимально достигнутый уровень электропотребления приходится на 1990г., минимальный уровень пришелся на 2005г., начиная с которого начинался незначительный прирост электропотребления.

Согласно данным таблицы республиканское потребление последние три года оставалось практически на одном уровне.

Внутриотраслевое потребление в 2010г. выросло на 11,26%, при этом собственные нужды отрасли практически не менялись, а расход на

транспортировку электроэнергии увеличился на 15,8%, производственные нужды упали на 27%.

Увеличение расхода на транспорт объясняется в основном изменениями в схеме сетей 220, 500кВ, когда мощность в Сурхандарьинский энергоузел стала полностью передаваться от Сырдарьинской ТЭС.

Поставка потребителям республики несколько снизилась в 2008г. и оставалось на достигнутом уровне, в том числе и населению.

Структура электропотребления по отраслям экономики ( млн. кВт.ч.)

Таблица 5.

Наименование отраслей	2008 год	2009 год	2010 год
Полезно отпущено абонентам всего, в т.ч.:	39 904,6	39 460,7	39 141,5
Промышленность	15 625,6	15 537,4	15 636,3
Строительство	115,9	152,7	152,9
Транспорт	1 214,3	1 177,9	1 124,6
Сельское хозяйство	8 984,8	8 866,6	8 729,7
Коммунально-бытовое потребление с населением	13 964,0	13 726,0	13 498,3
В том числе: население	9 891,4	9 411,8	9 698,2

*Роль отрасли электроэнергетики в национальной экономике, ее приоритеты и цели.*

Электроэнергетика является базовой отраслью, определяющей развитие экономики страны. Потребность в электроэнергии народного хозяйства и населения Узбекистана определяется уровнем развития экономики, эффективностью энергоиспользования и энергосбережения. Эти факторы взаимосвязаны и совместно формируют возможные сценарии социально-экономического развития республики.

Отрасль производства электроэнергии имеет высокий потенциал прироста производства, так как электроэнергия пользуется большим спросом не только в Узбекистане, но и за его пределами.

Энергосистема Узбекистана создавалась и формировалась как часть объединенной энергосистемы Центральной Азии, которая в свою очередь, создавалась исходя из наличия и оптимального использования топливно-энергетических ресурсов каждой из республик, входящих в зону действия объединенной энергосистемы. Таким образом, развитие электроэнергетики должно предусматриваться в масштабах, обеспечивающих внутреннюю сбалансированность энергосистемы Узбекистана.

В настоящее время ГАК «Узбекэнерго» ведет работу по следующим приоритетным направлениям развития электроэнергетики: техническому перевооружению и модернизации энергетических объектов, предусматривающих модернизацию устаревшего оборудования на электростанциях, снижению удельного расхода топлива на выработку электроэнергии; реконструкции и дальнейшему развитию электрических сетей, увеличению надежности и гибкости схемы передачи, снижению потерь электроэнергии и формированию оптимальной конфигурации магистральных и распределительных сетей.

Важным направлением развития электроэнергетики является строительство новых источников генерирующих мощностей, которое включает замену отработавшего расчетный энергоресурс оборудования генерирующих мощностей, удовлетворение потребности прогнозного роста энергопотребления, внедрение современных технологий энергопроизводства, снижение экологического воздействия объектов энергетики на окружающую среду.

ГАК «Узбекэнерго» осуществила реконструкция двух 300-мегаваттных энергоблоков Сырдарьинской ТЭС. Мощность каждого блока увеличена на 60 МВт с ежегодной экономией более 35 тыс. тонн условного топлива. Начаты работы по модернизации Ташкентской ТЭС с

сооружением парогазовой установки мощностью 370 МВт, эффективность которой в 1,5 раза выше по сравнению с существующими энергоблоками. Перспективными планами намечается внедрение современных технологий энергопроизводства и на других электростанциях.

Предусмотренные технологические меры по энергосбережению позволят параллельно решить задачу снижения экологического воздействия энергетики на окружающую среду, вдвое снизить выбросы углекислого газа, в 3-4 раза выбросы окислов азота и серы.

Реконструкция и развитие электрических сетей в рамках решения задач энергосбережения способствуют выполнению оптимальных схем передачи и распределения электрической энергии в энергосистеме, разгрузке линий электропередачи и улучшению режимов работы оборудования электростанций.

В соответствии с этим начата реализация проекта «Строительство ВЛ 500 кВ Сырдарьинская ТЭС-ПС Согдиана», который позволит помимо эффективного удовлетворения спроса на электроэнергию Самарканд-Бухарского энергоузла снизить потери электроэнергии до 100 млн. кВт/ч в год.

*Существующий спрос, основные факторы и показатели, прогнозирующие его рост.*

Существующий спрос на электроэнергию в 2011г. по Узбекистану составил 52,767 млрд. кВтч.

Основными потребителями электроэнергии, как в настоящее время, так и на перспективу будут являться химическая промышленность, цветная металлургия, машиностроение, сельское хозяйство и жилищно-коммунальный сектор.

Прогнозные параметры возможной динамики электропотребления по Республике Узбекистан на период до 2015г., представлены в двух вариантах развития в зависимости от социально-экономической ситуации и темпов реализации энергосберегающей политики (см. таблицу).

Прогноз динамики электропотребления по Республике Узбекистан до 2015 г

Таблица 6.

Наименование	Вариант 1 (мин)	Вариант 2 (макс)
Электропотребление, млрд. кВт.ч	56,0	60,0
Среднегодовые темпы роста, %	2,0	2,9
Число часов использования макс нагрузки	6000	6100
Максимум нагрузки (МВт)	9380	9850

Таким образом, прогнозируемый рост энергопотребления вызовет необходимость увеличения генерирующих мощностей.

В связи с этим, приоритетным направлением в развитии отрасли является сооружение высокоэкономичных парогазовых установок и сооружение малых ГЭС, которые позволят снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии в энергосистеме и сократят выбросы парниковых газов.

*Альтернативы технических мероприятий, обеспечивающих устойчивое развитие РУз в энергетическом секторе.*

Работа энергосистемы РУз в вынужденном изолированном режиме – является достаточно невыгодной в экономическом аспекте, поскольку она не имеет нужного количества маневренных источников электроэнергии. В мировой практике считается оптимальным наличие порядка 15 % установленных мощностей ГЭС, способных работать в пиковом режиме для покрытия пиковых нагрузок (в основном суточных). Доля ГЭС в РУз составляют по установленной мощности порядка 14.5 %, из них менее 50 % способны участвовать в покрытии пиковых нагрузок. Такое соотношение базовых - тепловых и гидравлических станций, работающих в постоянном режиме, к маневренным приводит либо к перерасходу

топлива на ТЭС в часы малых нагрузок, либо к отключениям потребителей электроэнергии в часы пиковых нагрузок. Первое может быть оценено экономически по перерасходу топлива, второе трудно оценить, поскольку может приводить к непредсказуемым ситуациям на производствах, в коммунальном секторе в лечебных учреждениях и т.п. Для выхода из положения и повышения надёжности энергоснабжения известны несколько альтернативных способов генерации. Среди них широко распространённые специальные манёвренные тепловые установки, гидравлические станции, станции на ядерном топливе. Ветровые, солнечные и биогазовые установки хоть и являются альтернативными источниками электроэнергии на возобновляемых ресурсах, но они не могут поддерживать стабильность параметров энергосистем.

*Строительство тепловых электростанции с паро-газовыми установками.*

Станции, оборудованные паро-газовыми установками предназначены для быстрого ввода в действие в часы пиковых нагрузок в системе. Судя по литературным источникам и рекламным проспектам эти установки имеют очень короткий срок службы и потребляют достаточно большие объёмы топлива. Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности колеблются в пределах от 600 до 1000 долл. США. Опыта строительства таких станций в РУз не имеется.

*Строительство ГЭС*

Гидравлические электростанции используют возобновляемые источники энергии – водные ресурсы. Строительство ГЭС, обычно связано с большими капиталовложениями, однако производимая электроэнергия на них самая дешёвая. ГЭС при водохранилищах большого объёма могут вести сезонное, недельное и суточное регулирование, если позволяют условия, и ограничения, выдвигаемые водопотребителями, получающими воду ниже по течению.

Общий технический гидропотенциал Узбекистана составляет 27400 ГВтч. В настоящее время из указанных ресурсов в Узбекистане освоено ~ 23 %

ГЭС подразделяются по своей мощности на:

- большие - с агрегатами свыше 30 МВт
- средние - с агрегатами свыше от 10 до 30 МВт
- малые - с агрегатами от 0,2 до 10 МВт
- микро - с агрегатами менее 0,2 МВт.

Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности ГЭС колеблются в пределах от 1600 до 2000 долл. США и более. Чем крупнее ГЭС, тем меньше удельные затраты на её строительство. Поэтому, как правило, малые и микро ГЭС экономически оправданы лишь там, где нет линий электропередач от централизованной системы.

Большие и средние ГЭС конкурируют с ТЭС по экономическим показателям, если расходы на топливо у последних принимать по межгосударственным ценам, а стоимость вырабатываемой энергии считать одинаковой.

#### *Строительство альтернативных источников генерации*

##### *Атомные электростанции*

Тепловые электростанции на ядерном топливе являются очень сложными сооружениями, безопасность которых, к сожалению, не гарантируют ни современные автоматические системы управления, ни высококвалифицированный персонал, кроме того, сырьё для их работы – уран - $U_{235}$  находится во всём мире на пределе исчерпания. Строительство АЭС связано с большими капиталовложениями, однако, производимая электроэнергия на них одна из самых дешёвых. Обычно строятся в странах, где другие возможности генерирования электроэнергии исчерпаны.

Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности АЭС колеблются в пределах от 1600 до 2000 долл. США

## *Солнечная энергетика*

РУз очень богат ресурсами солнечной энергии, однако способов дешёвой генерации и аккумуляции электроэнергии во всём Мире пока не разработано.

Дороговизна самих солнечных фотоэлементов – первичного звена генерации электроэнергии составляет основную причину отставания использования солнечной энергии. Кроме того, имеется ряд проблем в использовании и эксплуатации солнечных электростанций.

Главная проблема – необходимость аккумуляции полученной днём электроэнергии для круглосуточного использования в режиме, диктуемом потребителями. Стоимость устройств для аккумуляции электроэнергии достигает стоимости производства её.

Кроме того, имеются проблемы постоянной очистки больших площадей фотоэлементов от загрязнения пылью и другими компонентами промышленных выбросов.

Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности солнечных электростанций колеблются в пределах от 16000 до 20000 долл. США, то есть, почти на порядок выше, чем для тепловых и гидравлических, потому такие установки могут быть экономически эффективны пока лишь в исключительных случаях использования, например в системах связи в горных и пустынных районах, удалённых от централизованных энергосистем.

Солнечная энергетика быстрее всего развивается в странах, где другие источники генерации электроэнергии недоступны, при весьма существенных дотациях со стороны государственных структур, покрывающих до половины стоимости установок и затрат на их эксплуатацию.

Следует, однако, не забывать, что производство кремниевых фотоэлементов - основы солнечных генераторов – весьма сложное и

опасное для окружающей среды производство, а необходимость разного вида аккумуляторов, также очень дорогое и «грязное» производство.

### *Ветровая энергетика*

Территория РУз не имеет районирования по скоростям ветра в разные сезоны и время суток. Известны отдельные местности с постоянными, аномально высокими скоростями ветра (например в районе г. Янгиер на выходе из ферганской долины).

В предгорных районах известны постоянно дующие вдоль долин ветры, дважды в течение суток меняющие направление – днём в сторону выхода из долин на равнину, ночью в сторону гор. Для суждения о возможностях широкого применения ветровой электроэнергетики в РУз необходимо провести анализ имеющейся в сети метеорологических станций информации о ветровой деятельности на её территории.

Ветровая энергетика, так же, как и солнечная нуждается в специальных дорогостоящих аккумулирующих устройствах, или должна работать как дополнение к централизованной системе. Может быть использована в отдельных удалённых горных или пустынных районах.

Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности ветровых электростанций колеблются в пределах от 8 до 15 тыс. долл. США.

### *Биогазовые энергоустановки*

Утилизация отходов животноводства и растениеводства для получения горючих газов (в основном метана) всё шире используется в мировой практике.

Устройства по переработке отходов довольно дешёвы и просты в обслуживании, не требуют высокой квалификации обслуживающего персонала. Электроэнергия может быть получена с использованием микрогазовых турбин с генераторами, собираемых в установки необходимой мощности от нескольких до десятков киловатт.

В отличие от ветровых и солнечных станций – биогазовые установки могут работать круглосуточно и функционировать в любой сезон года и любых климатических условиях.

Удельные затраты на 1 кВт установленной мощности биогазовых электростанций колеблются в пределах от 8 до 15 тыс. долл. США.

### **1.3. Состояние эксплуатируемых Малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта.**

Не так давно стало известно, что был привлечен Исламский банк развития к реализации двух масштабных проектов по модернизации и реконструкции гидроэлектростанций.

В частности, в 2012-2015 годах планируется осуществить проект по модернизации и реконструкции Фархадской ГЭС и ГЭС-14 Нижне-Бозсуйского каскада. В ходе работ будут заменены рабочие колеса, генераторы и трансформаторы на обеих станциях, в результате чего увеличится мощность и повысится надежность ГЭС. Стоимость проекта превышает 48 млн. долл. США

Второй проект с участием Исламский банк развития – модернизация и реконструкция ГЭС-9 Ташкентского каскада и ГЭС-3 Кадырьинского каскада. На данных гидроэлектростанциях будут также заменены рабочие колеса, генераторы и трансформаторы. Проект предусматривается осуществить в 2013-2014 годах, направив 40,5 млн. долл. США

Напомним, что сегодня ГЭС занимают порядка 14,5% всех электрических станций Узбекистана. Все гидроэлектростанции в основном объединены в каскады и работают по водотоку. Самые крупные ГЭС расположены в верховьях реки Чирчик (Чарвакская, Ходжикентская, Газалкентская) и имеют водохранилища, позволяющие работать в режиме регулирования мощности.

Технически возможные к использованию ресурсы гидроэнергетики в Узбекистане заключаются в:

- реконструкции и модернизации действующих ГЭС с целью восстановления и оптимального использования проектных параметров, а также их возможного наращивания;
- восстановлении на новой технической основе выведенных из эксплуатации законсервированных и списанных малых ГЭС;

– строительстве ГЭС при водохранилищах и на перепадах ирригационных каналов (искусственных водотоков);

– строительстве ГЭС на неиспользованных участках естественных водотоков.

Реконструкция и модернизация действующих ГЭС, а также восстановление ГЭС, выведенных из эксплуатации, являются предметом отдельного подробного рассмотрения. Дальнейшее развитие гидроэнергетики в Республике Узбекистан предполагает разработку целевой национальной программы по использованию потенциала естественных водотоков.

Техническое состояние существующих малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта крайне сложное, станции не работают на полную мощность, оборудование некоторых из них эксплуатируется более 70 лет, устарев физически и морально. Если не предпринять сегодня срочные меры по их реконструкции и модернизации, то эти станции могут быть окончательно потеряны.

Построенные в 30 - 50-х годах десятки малых ГЭС, в связи с вводом в эксплуатацию крупных ГЭС и тепловых станций, были законсервированы и демонтированы.

В настоящее время оставшееся оборудование и гидротехнические сооружения на этих станциях разрушены и пришли в негодность.

По мнению энергетиков, эксплуатация малых ГЭС может оказать существенное влияние на энергетическую ситуацию в Республике: увеличение выработки электроэнергии, разгрузка энергосистемы по мощности в часы максимальных нагрузок.

Наибольший эффект при этом следует ожидать в отдаленных сельских районах, где отсутствуют собственные источники энергии и энергоснабжение осуществляется от энергосистемы, находящейся в настоящее время в критическом состоянии из-за перегрузок и выхода из строя оборудования.

Эффективность малой гидроэнергетики определяется следующими факторами:

- относительно небольшие капиталовложения в оборудование, материалы, строительные-монтажные и пусконаладочные работы;
- небольшие сроки строительства для ГЭС мощностью до 1 МВт – до 1.0 года,  
от 1 до 5 МВт – до 1.5 лет;  
от 5 до 10 МВт – до 2 лет;  
от 10 до 30 МВт – 2.
- отсутствие необходимости в строительстве высоковольтных линий электропередачи и мощных трансформаторных подстанций;
- независимость от режима работы энергосистемы;
- создание местных, локальных энергосистем с низкими эксплуатационными издержками;
- реальность реализации проектов с привлечением государственных и частных кредитов;
- незначительное воздействие на окружающую среду;
- создание новых рабочих мест и производств;
- улучшение условий жизни населения и т.д.

На базе малых ГЭС возможно развитие малого и среднего предпринимательства: туризм, переработка сельскохозяйственной продукции, производство строительных материалов и т.п.

Было произведено небольшое исследование малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта, ниже описаны те, что наиболее выгодно будет модернизировать:

*Ак-Кавакская ГЭС-1:*

- Введена в эксплуатацию в 1951г.
- Установленная мощность 34,7 МВт.
- Среднеголетняя выработка электроэнергии – 189 млн. кВтч.

Цель модернизации:

- повышение надежности работы оборудования;
- увеличение мощности на 1,6 МВт;
- увеличение выработки электроэнергии на 20%.

Модернизация ГЭС заключается в следующем:

- гидроагрегаты заменяются на новые современные;
- замена регуляторов скорости и маслонапорных установок, контрольно-измерительных приборов;
- замена систем управления агрегатами, электрических и технологических защит;
- замена части гидромеханического оборудования;
- замена контрольно-измерительной аппаратуры;
- установка систем автоматического пожаротушения.

\*\*\*

*ГЭС Кадирья:*

- Введена в эксплуатацию в 1933 г.
- Установленная мощность – 13,2 МВт
- Среднегодовая выработка электроэнергии – 102,8 млн. кВтч.

Цель модернизации:

- повышение надежности оборудования;
- увеличение мощности на 1,6 МВт;
- увеличение выработки электроэнергии на 20%.

Модернизация ГЭС-3 предусматривает возведение нового комплекса гидроузла с установкой современного гидросилового, электротехнического и гидромеханического оборудования.

\*\*\*

*Актенинская ГЭС*

- Введена в эксплуатацию в 1944г.
- Располагаемая мощность – 11,4 МВт.
- Среднегодовая выработка электроэнергии – 43,0 млн. кВтч.

Цель модернизации:

- повышение надежности работы оборудования;
- увеличение мощности на 4,5 МВт;
- увеличение выработки электроэнергии на 40%.

Модернизация ГЭС состоит в замене существующего гидроагрегата и установке одного нового агрегата с использованием и реконструкцией проточных трактов:

- замена регуляторов скорости и маслонапорных установок, контрольно-измерительных приборов;
- замена систем управления агрегатами, электрических и технологических защит;
- замена части гидромеханического оборудования;
- установка систем автоматического пожаротушения.

\*\*\*

*Нижне-Бозсуйская ГЭС-1:*

- Введена в эксплуатацию в 1944г.
- Установленная мощность – 10,7 МВт.
- Среднегодовая выработка электроэнергии – 41,4 млн. кВтч.

Цель модернизации:

- повышение надежности работы оборудования;
- увеличение мощности на 2,5 МВт;
- увеличение выработки электроэнергии на 30%.

Модернизация заключается в следующем:

- К сохраненному статору устанавливается новый гидроагрегат.
- Устанавливается полный новый комплект второго гидроагрегата с гидромеханическим и электротехническим оборудованием.
- замена регуляторов скорости и маслонапорных установок, контрольно-измерительных приборов;
- замена части гидромеханического оборудования;
- установка систем автоматического пожаротушения.

#### **1.4. Задачи исследования.**

Для достижения поставленных целей определены следующие задачи:

Проанализировать состояние эксплуатируемых малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта, на основе анализа дать рекомендации по теории и методам повышения эффективности при модернизации и реконструкции малых ГЭС в энергосистеме;

Разработать методики наращивания мощностей путем модернизации и реконструкции эксплуатируемых и законсервированных Малых ГЭС;

Разработать методики восстановления и реконструкции действующих энергетических установок;

Разработать алгоритм и методики обоснования основных параметров гидроэнергетических установок.

Широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс ВИЭ;

Введение государственной политики энергоресурсосбережения и снижение энергоемкости внутреннего валового продукта;

Провести анализ современного состояния гидроэнергетики Узбекистана, рассмотреть пути наращивания мощностей, методы повышения эффективности Малых ГЭС;

Анализ современного состояния действующего оборудования Малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта;

Разработка методов технико-экономического обоснования мероприятий по модернизации и реконструкции Малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта;

## **Выводы по главе 1.**

Развитие электроэнергетики Узбекистана решается в направлении энергетической независимости. Экспорт электроэнергии из Республики осуществляется в соответствии с Межправительственными соглашениями, в основном, в зимний период. Импорт электроэнергии, который предполагается сводить к минимуму, осуществляется в летний период.

Таким образом, приведенные в разделе сведения позволяют сделать ряд выводов:

1. Собственные водные ресурсы РУз не могут обеспечить растущие потребности отраслей хозяйства.

2. На ближайшую обозримую перспективу основными способами регулирования стока рек в интересах всех потребителей останутся водохранилища.

3. В РУз имеются неиспользованные резервы регулирования стока собственных водных источников, но недостаточные для того, чтобы полностью покрыть растущие хозяйственные потребности.

4. Объективные обстоятельства – отсутствие подходящих естественных чаш на территории РУз для создания контррегулирующих водохранилищ требуемого объёма – приводят к необходимости заключения паритетных соглашений по взаимопоставкам воды, энергии или энергоносителей.

5. Имеющиеся неиспользованные резервы строительства новых ГЭС смогут покрыть часть потребностей в пиковых нагрузках, однако для нормального функционирования энергосистемы требуется наращивание производства пиковой энергии на маневренных ПГУ или покупка её в соседних странах.

Основными способами генерации электроэнергии в РУз в обозримом будущем останутся ТЭС и ГЭС как единственно приемлемые по технико-

экономическим показателям. Нашей же основной целью является увеличение доли ГЭС в энергосистеме Узбекистана.

Меньшая стоимость малых ГЭС, небольшие объемы водохранилищ, прямое использование стока реки для выработки электроэнергии, несравнимо меньшие сроки строительства и окупаемости затрат делают их привлекательными для вложения капиталов.

Отсутствие достаточных средств не позволяет ей самостоятельно решать вопросы реконструкции, восстановления и строительства малых ГЭС.

В связи с этим предлагаются возможные источники финансирования мероприятий по развитию малой гидроэнергетики, детали проработки которых необходимо будет осуществить в технико-экономических обоснованиях на каждый конкретный объект:

- а) привлечение акционерного капитала;
- б) местные инвестиции и кредиты;
- в) инвестиции иностранных фирм и компаний;
- г) технические кредиты;
- д) доленое участие государства, предприятий и организаций, коммерческих структур и частных лиц;
- е) государственные кредиты.

## **Глава 2. Разработка методик расчета эффективности эксплуатируемых МГЭС.**

### **2.1. Задачи модернизации и реконструкции ГЭС.**

В планах развития энергетики и народного хозяйства страны намечено значительное увеличение доли капиталовложений, выделяемых на модернизацию и реконструкцию энергетических объектов. Затраты на эти цели, как правило, дают более значительный народнохозяйственный эффект по сравнению с новым строительством [3,7,30,45].

Модернизация - это комплекс мероприятий по повышению технико-экономического уровня предприятий на основе внедрения передовой техники и технологии с использованием достижений научно-технического прогресса, заменой устаревшего и физически изношенного оборудования более производительным, совершенствования общестанционного хозяйства и вспомогательных служб. Модернизация производится, как правило, без расширения производственных площадей, но с частичной перестройкой зданий и сооружений [16,22,].

Под реконструкцией понимаются аналогичные мероприятия, сопровождающиеся переустройством объекта; увеличением его производственных мощностей со строительством новых и расширением существующих сооружений основного и вспомогательного назначения, с ликвидацией диспропорций в технологическом процессе. При расширении на действующих предприятиях создаются дополнительные производства, увеличиваются производственные мощности в более короткие сроки и с меньшими затратами по сравнению со строительством новых объектов, повышаются технический уровень и эффективность предприятия в целом.

Задачами модернизации являются:

- увеличение выработки за счет увеличения пропускной способности ГЭС

- увеличение общей мощности ГЭС
- применение нового современного оборудования, обладающего высокими энергетическими и кавитационными показателями,
- применение современных средств управления гидроагрегатами,
- повышение надёжности и улучшение вибрационного состояния агрегатов,
- уменьшение издержек на ремонты,
- приведение общестанционных вспомогательных систем в соответствие с действующими нормами технологического проектирования.

Основным условием модернизации и реконструкции является сохранение и дальнейшее использование строительных конструкций здания станции.

Предпосылкой для этого является сохранение и использование для дальнейшей эксплуатации статора и закладных частей гидротурбины после необходимых восстановительных работ на основе инструментального обследования.

Многие отечественные ГЭС находятся в эксплуатации 40-50 лет. На большинстве из них не проводились крупномасштабные работы по реконструкции. Несмотря на проводимые ремонты и частичную модернизацию, на этих ГЭС повышается аварийность, снижаются энергетические показатели, возрастают эксплуатационные издержки. Обследования ряда старых ГЭС показали: проточная часть турбин порой сильно изношена кавитацией и наносами, что ухудшило их характеристики; обмотки генераторов не выдерживают повышенных нагрузок; подпятники и подшипники уступают современным по надёжности; устарели системы регулирования турбин, генераторов, автоматизации, защиты, управления, связи. Большинство старых ГЭС не соответствует современным нормам охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды. Несовершенны системы вентиляции, пожаротушения, канализации, изношено оборудование вспомогательных

систем, механическое оборудование повреждено коррозией. В то же время состояние собственно гидротехнических сооружений удовлетворительное. Все это и создает предпосылки для модернизации реконструкции.

На ряде малых ГЭС возможно увеличение мощности и выработки за счет повышения напора при увеличении подпорного уровня, расчистки нижнего бьефа, сокращения потерь напора в водоприемниках, водопроводящих сооружениях, на решетках и т. д. Энергетические показатели могут возрасти за счет снижения потерь воды на повышенную фильтрацию, холостые сбросы. Простая замена старого гидросилового оборудования новым, более совершенным позволяет увеличить мощность и выработку до 10 %. Поэтому модернизация и реконструкция старых ГЭС обычно подразумевают полную замену гидросилового, электрического, вспомогательного санитарно-технического оборудования и проведение необходимых строительных работ. В меньшей степени ГЭС нуждаются в реконструкции собственно гидротехнических сооружений.

Оценка экономической эффективности реконструкции и технического перевооружения производится по принципам, изложенным в 2.2 [4,6,10,14,15,32]. В настоящее время принят предельный срок службы оборудования, равный 50 годам. В этом случае реконструкция ранее построенных ГЭС абсолютно эффективна, так как ее стоимость заведомо меньше стоимости строительства любой новой электростанции. Если срок службы оборудования ГЭС еще не достиг предельного, рассматривают эффективность проведения реконструкции до истечения этого срока, сопоставляя затраты на реконструкцию с повышенными ежегодными издержками и пониженной энергоотдачей без реконструкции, которую все же придется провести по истечении предельного срока. Такие расчеты помогают установить очередность выполнения реконструкции различных ГЭС.

Стоимость работ по модернизации или реконструкции определяется на основании результатов тщательного обследования состояния соору-

жений и оборудования и проектных проработок в виде технико-экономического расчета, состав которого аналогичен ТЭО. Далее в обычном порядке разрабатываются проект и рабочая документация.

Выполнение строительных и монтажных работ по реконструкции и техническому перевооружению сложно и в условиях действующей ГЭС связан с ограничением или полным прекращением энергоотдачи. По окончании работ ГЭС должна превратиться в современное предприятие, способное эффективно работать десятилетия.

За годы эксплуатации на многих ГЭС изменилась гидрологическая обстановка, оказалась заниженной по современным понятиям установленная мощность. Расширение этих ГЭС возможно при строительстве дополнительного здания и установке дополнительных гидроагрегатов. Практическая возможность такого решения определяется компоновкой гидроузла и бывает эффективна.

*Автоматизация систем управления технологическими процессами ГЭС* []. Требование времени, сейчас во многих странах, и наша не исключение, постепенно переходят на автоматизированные системы управления. При переходе управления агрегатами на микропроцессорную систему управления предполагается провести полную реконструкцию оборудования центрального пульта управления.

В объеме реконструкции на центральном пульте управления будет установлено:

- одноместное автоматизированное рабочее место дежурного, оборудованного двумя цветными жидкокристаллическими дисплеями не менее 21”, клавиатурой, манипулятором, звуковыми колонками, принтером;
- широкоформатный дисплей не менее 50” и программно-технический комплекс широкоформатного дисплея;
- программно-технический комплекс центрального сервера;
- система гидротехнических измерений;

- программно-технический комплекс центрального регулятора группового регулирования частоты и мощности ГЭС;
- программно-технический комплекс общестанционной системы сигнализации;
- программно-технического комплекса открытое распределительное устройство.

При выполнении реконструкции существующий главный щит управления ГЭС будет полностью демонтирован.

Устройства, устанавливаемые на центральном пульте управления и входящие в состав системы управления общестанционного уровня управления, будут обеспечивать:

- управление каждым агрегатом (пуск, останов, изменение режимов работы);
- изменение активной и реактивной нагрузок агрегатов;
- регулирование активной и реактивной мощности ГЭС;
- управление коммутационной аппаратурой главной схемы электрических соединений;
- управление затворами гидротехнического сооружения;
- управление гидротехническим сооружением головного водозабора;
- обработку технологических предупредительных и аварийных сигналов;
- обработку контроля электрических параметров ГЭС;
- обработку гидротехнических измерений;
- сбор и обработка информации о положении коммутационных элементов высоковольтного и низковольтного оборудования;
- прием и распределения метки времени по системам измерения и управления.

Общестанционный уровень управления будет состоять из:

- программно-технического комплекса центрального сервера;

- программно-технического комплекса гидротехнических измерений;
- системы единого времени (GPS)
- центрального диспетчерского пульта управления в составе: одноместный пульт-стол, автоматизированное рабочее место оператора, два широкоформатных дисплея.

Для связи уровней управления, удаленными модулями и программно-техническим комплексом, будет использован волоконно-оптический кабель 100 Мбит, со скоростью передачи 100 МБ.

Все режимы работы общестанционного уровня управления будут автоматизированы и не требуют вмешательства оперативного персонала.

Новый центральный пульт управления будет обеспечивать выполнение следующих функций:

Функции управления:

- оперативное директивное управление двумя гидроагрегатами во всех режимах;
- обеспечение работы агрегатов по кривым суточной нагрузки и по расходу воды;
- ввод установочной информации в станционные контроллеры;
- дистанционное управление затворами;
- дистанционное управление выключателями 35 кВ;
- дистанционное управление выключателями контрольно-распределительного устройства на 6 кВ;
- ввод установочной информации в станционные контроллеры;
- самодиагностика системы.

Информационные функции:

- сбор и отображение на операторских мониторах центрального пульта управления общей и подробной информации по всему технологическому оборудованию в виде схем динамической формы;

- отображение на экранах, регистрация во времени всех технологических событий по каждому объекту ГЭС, в том числе предупредительных и аварийных сигналов для всех режимов;
- регистрация и динамическое отображение на экране основных аналоговых электрических и гидродинамических параметров;
- формирование и вывод на печать суточной ведомости ГЭС;
- накопление статической информации для задач анализа, отчетности, прогноза;
- отображение на Главном Информационном Экране обобщенной оперативной информации о неисправности или аварии на объектах ГЭС, о положении элементов главной схемы и электрических параметров каждого агрегата и станции в целом;
- отображение показаний тока, напряжения, частоты на шинах ГЭС;
- отображение показаний тока, напряжения, активной мощности генераторов;
- отображение уровней бьефов, напора, перепада воды на сороудерживающей решетке;
- отображение информации о расходах воды через агрегат;
- отображение установочной информации контроллеров программно-технического комплекса гидроагрегата G1, G2, затворов и т.д.;
- отображение состояния электротехнического оборудования;
- отображение состояния системы электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ 50Гц, 220В 00Гц;
- мониторинг средств релейно-защитной аппаратуры с возможностями контроля состояния приборов релейно-защитной аппаратуры, контроля (и ввода) установочной информации, получения из приборов и просмотра заархивированной приборами релейно-защитной аппаратуры информации об аварийных событиях и параметров аварий (в табличном виде и в виде осциллограмм электрических процессов);

- речевая сигнализация.

Центральный пульт управления будет иметь непосредственную связь и выполнять мониторинг состояния следующих контроллеров и технологических систем:

- шкафов управления агрегатами;
- регуляторов турбин;
- систем возбуждения генераторов;
- устройств релейно-защитной аппаратуры;
- системы телемеханики;
- регистратора аварийных событий;
- шкафов управления общестанционными механизмами;
- системы дистанционного управления и контроля затворов головного водозабора;
- устройств сбора/выдачи сигналов;
- и др. устройств.

Общение дежурного с программно-аппаратной системой центрального пульта управления будет выполняться при помощи вызова видеокладов, содержащих необходимую информацию.

При возникновении внештатных ситуаций на объекте контроля или в технических средствах систем автоматизированного управления гидроагрегатами система управления будет формировать световую и звуковую сигнализацию, вывод на экран соответствующих видеокладов, позволяя быстро получить отображение причины, вызвавшей срабатывание сигнализации.

Устанавливаемый на центральном пульте управления центральный сервер сбора данных предназначен для:

- циклического съема информации с контроллеров системы управления агрегата G1, G2;

- первичной обработки информации и подготовки информации о состоянии технологического процесса и технических средств, для ее последующего отображения на мониторе дежурного;
- архивирования оперативной информации и ее извлечение;
- формирования аварийной и предупредительной сигнализации;
- формирования и ведения «журнала событий»;
- статистической обработки информации;
- ведения и сохранения архивов.

На программно-техническом комплексе центрального сервера предусматривается возможность горячей замены вышедших из строя жестких дисков. Для предотвращения переполнения базы данных предусматривается процедура временной деградации оперативной информации.

Система гидротехнических измерений предназначена для обеспечения работоспособность систем программно-технического комплекса АРЧМ.

Система гидротехнических измерений выполняется в составе:

- измерение уровня верхнего и нижнего бьефов;
- вычисление величины действующего напора и формирование управляющих сигналов для регуляторов частоты гидротурбин (для автоматической коррекции пусковых откритий и ограничения максимальной мощности гидроагрегатов);
- отображение информации об измеряемых параметрах, величине заданий и о текущих режимах работы гидроагрегатов на экране панельного компьютера;
- учет и хранение информации о событиях, режимах работы и возникающих неисправностях.

Система единого времени (GPS) предназначена для ввода метки времени для всех таймеров программно-технических комплексов и настраивается по сигналам точного времени получаемых со спутников

Точность привязки к астрономическому времени обеспечивается не хуже 0,5с/сут.

Для обслуживания и наладки системы АСУ ТП ГЭС в поставку входит автоматизированное рабочее место программиста, включающее в себя в себя технические средства контроля функционирования программно-технического комплекса и АСУ ТП, средства коррекции программного обеспечения и документации, средства наладки программно-технического комплекса и АСУ ТП.

Программно-технический комплекс автоматизированного рабочего места программиста обеспечивает:

- тестирование аппаратуры программно-технического комплекса, в том числе модулей ввода/вывода;
- прием, отображение на экранах операторских терминалов и подробное документирование сообщений о повреждениях в системе управления;
- отображение и документирование сигналов, поступающих в АСУ ТП ГЭС, в том числе сигналов, характеризующие состояние АСУ ТП ГЭС и технологического объекта;
- представление диагностических справок;
- структурирование систем автоматического управления и регулирование в режиме диалога;
- коррекцию и дополнение прикладного программного обеспечения как на уровне контроллеров, так и операторских станций;
- имитацию сигналов.

На последующем этапе выполняется корректировка общестанционной системы сигнализации с установкой программно-технического комплекса основного здания и программно-технического комплекса открытого распределительного устройства.

## 2.2. Методика водно-энергетического расчета при обосновании выбора установленной мощности малой ГЭС с учетом модернизации и реконструкции.

При модернизации и реконструкции ГЭС в первую очередь необходимо произвести водно-энергетические расчеты. Целью водно-энергетических расчетов является подготовка исходных данных для обоснования параметров и выбора основного оборудования на реконструируемой ГЭС. В качестве исходных материалов для водно-энергетических расчетов использованы среднемесячные расходы воды Нижне-Бозсуйской ГЭС-1 (далее ГЭС-1), представленные в таблице 7.

Расходы притока к ГЭС-1 за год

Таблица 7.

Года с обеспеченностью в	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
10%	61,2	65,3	58,4	47,4	52,0	54,2	50,5	56,2	52,4	54,9	54,5	41,5
50%	28,3	18,2	37,6	56,0	48,8	53,3	52,6	49,3	51,4	60,4	65,8	60,8
90%	28,1	23,6	13,2	55,9	49,5	53,3	53,7	49,8	51,6	43,9	46,0	40,9

Расходы Чирчик-Бозсуйского тракта (далее ЧБТ) полностью зависят от деятельности и требований на воду потребителей Ташкентской области. Гидроэнергетика на ЧБТ работает в режиме «по водотоку». Гидрограф среднемесячных, среднемноголетних расходов воды в створе ГЭС рекомендуется отобразить графически, используя данную таблицу, для наглядности. Водноэнергетические расчеты выполнены в среднемесячных величинах по вышеуказанному гидрологическому ряду.

Отметка верхнего бьефа ГЭС-1 387,85 м. Зависимость уровня нижнего бьефа (УНБ) от расходов показана на рисунке 3.

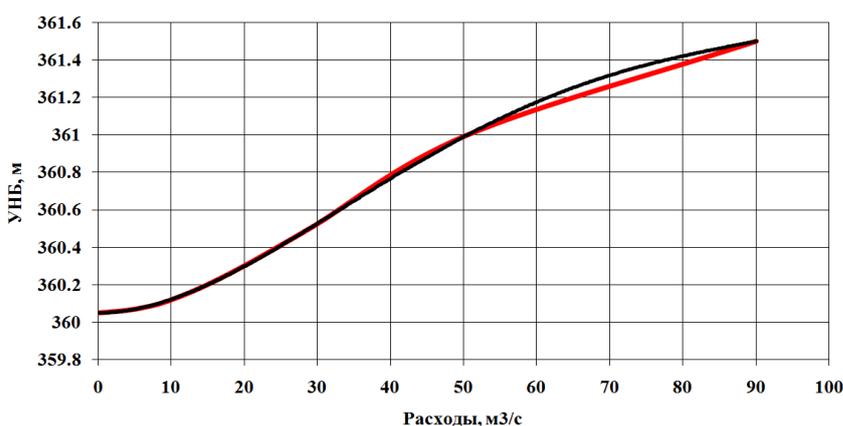
Мощность ГЭС определялась по формуле:

$$N = k * Q_{\text{гэс}} * H_{\text{нетто}}, \quad \text{КВт,}$$

где  $k$  – коэффициент подсчета мощности с учетом КПД турбины и генератора ( $k = 9,81 * \eta_T * \eta_G$ );

$Q_{\text{гэс}}$  – расход воды через агрегаты ГЭС с учетом ограничения по оборудованию, м<sup>3</sup>/с;

$H_{\text{нетто}}$  – напор с учетом потерь, м.



**Рисунок 3. Зависимость уровня нижнего бьефа от расходов**

Всего рассмотрено семь значений установленной мощности ГЭС(далее  $N_y$ ): 12; 14; 15; 16; 17; 20; 22 МВт для охвата всех возможных вариантов. Учитывая допустимый минимальный расход через агрегаты ГЭС по условиям завода поставщика (принимался в размере 60 % от номинального). Ниже показаны сводные результаты расчётов выработки от установленной мощности.

Параметры среднесуточной выработки ГЭС при различной установленной мощности в года 10,50 и 90 % обеспеченности.

Таблица 8

N <sub>y</sub> , МВт	Коэффициент станции k <sub>u</sub>			Количество часов использования T, ч			Выработка за год Э, ГВт.ч		
	10%	50%	90%	10%	50%	90%	10%	50%	90%
12	0,96	0,85	0,75	8370	7456	6605	100,4	89,5	79,3
14	0,84	0,74	0,65	7381	6478	5681	103,3	90,7	79,5
15	0,79	0,69	0,61	6889	6064	6303	103,3	90,9	79,5
16	0,74	0,65	0,57	6458	5685	4971	103,3	90,9	79,5
17	0,69	0,61	0,51	6078	5351	4479	103,3	90,9	76,1
20	0,59	0,52	0,43	5167	4548	3807	103,3	90,9	76,1
22	0,54	0,45	0,37	4697	3928	3255	103,3	86,4	71,6

Коэффициент станции представляет собой коэффициент использования установленной мощности гидроэлектростанции в течении некоторого периода времени  $T$  (например, за год  $T_2 = 8760ч$ ).

Выработка электроэнергии определялась по формуле:

$$Э = N_y * T$$

где  $T$  – число часов использования установленной мощности ГЭС равен  $k_u * T_2$

Параметры среднесуточной выработки проектируемой ГЭС при различной установленной мощности (N<sub>y</sub>=12÷22), в расчет взяты года с обеспеченностью в 10, 50 и 90% (см выше таблица 8).

Таким образом, из таблицы 8 видно, что предельной установленной мощностью следует считать  $N_y=15$  МВт, поскольку при дальнейшем её увеличении, выработка не возрастает.

В таблице 3 показан годовой режим выработки электроэнергии (э) ГЭС при  $N_y=15$  МВт

### Режим работы ГЭС-1 при выбранной $N_y=15$ МВт

Таблица 9

Выработка ээ в года с обесп-тью в [млн.кВт.ч]	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
10%	9,82	9,39	9,42	7,56	8,50	8,53	8,28	9,11	8,28	8,93	8,58	6,93
50%	4,55	0,00	6,07	8,94	7,97	8,39	8,63	7,99	8,13	9,81	10,3	10,1
90%	4,51	3,40	0,00	8,92	8,08	8,39	8,80	8,07	8,16	7,14	7,24	6,82
средн.	9,82	9,39	9,42	7,56	8,50	8,53	8,28	9,11	8,28	8,93	8,58	6,93

Вывод: Следовательно реконструкция ГЭС-1 будет обеспечивать выработку в среднем  $\mathcal{E}=8611$  МВт.ч. ежегодно.

По альтернативному варианту в энергосистеме обеспечивается экономия выработки электроэнергии на тепловых станциях на  $(1,03 \cdot 8611)$  8869 МВт.ч.

В переводе на тонны нефтяного эквивалента составит  $(8869/11,63)$  763 т.н.э. или в тоннах условного топлива  $(8869/2,94)$  3017 т.у.т.

### 2.3.Методика определения эффективности модернизации и реконструкции малых ГЭС

Для одной и той же технической задачи существует обычно несколько инженерных решений. Выбор наилучшего варианта производится сопоставлением их экономических показателей [45,46,47,48].

Выполняемые при этом в гидроэнергетике расчеты называются энергоэкономическими. С их помощью оценивают общую экономическую эффективность проектируемых сооружений, уточняют ряд основных параметров (например, установленную мощность, расчетный напор, подпорный уровень и т. д.) и конструктивные размеры. Рассмотрим основные и наиболее часто применяемые в электроэнергетике экономические показатели.

Полная стоимость строительства объекта определяется в сводном сметно-финансовом расчете, который учитывает все сопутствующие строительству затраты. На ранних стадиях проектирования для предварительного определения стоимости пользуются укрупненными показателями и сметами - аналогами других объектов.

По завершении строительства объекта часть затрат возвращается (стоимость временных сооружений, разборных конструкций и др.). Разность между полной сметной стоимостью строительства и возвратными суммами дает капитальные вложения  $K$ . Для выявления части капиталовложений, относимых только на энергетику, из суммы капиталовложений гидроузла исключают затраты, относимые на других участников водохозяйственного комплекса.

Для сопоставления стоимостей электростанций различных типов пользуются понятием удельных капиталовложений на один киловатт установленной мощности (стоимость установленного киловатта)

$$k_N = K/N_{уст} \quad ()$$

Стоимость установленного киловатта на ГЭС  $k_N$  зависит в основном от природных условий и колеблется в широких пределах от 10 до 90 сум/кВт, поэтому определить ее можно только по объемам работ.

Эффективность увеличения установленной мощности МГЭС рассмотрена ниже путём сопоставления прироста расчётных затрат по топливу в альтернативном варианте.

Не меняя основных технических решений, можно в определённых пределах увеличить на  $\Delta N$  установленную мощность электростанции, установив, например, один-два дополнительных агрегата, что потребует дополнительных капиталовложений  $\Delta K$ . В этом случае определяют стоимость дополнительного киловатта установленной мощности

$$\Delta k_N = \Delta K / \Delta N_{\text{уст}}$$

Для ГЭС значение  $\Delta k_N$  обычно не превышает 2-3 сум/кВт.

Приращение мощности ГЭС требует затрат только на здание ГЭС и оборудование, но не влияет на стоимость основных гидротехнических сооружений и водохранилища. Для ГЭС приращение мощности связано с сооружением дополнительного блока, и поэтому стоимость дополнительного киловатта почти такая же, как и основного.

Строительство ГЭС длится обычно дольше, чем ТЭС, что чаще всего связано с недостатками планирования. Однако отечественный и зарубежный опыт показывает, что крупную ГЭС можно построить за 7-8 лет, ГЭС средней мощности за 5-6 лет.

Различные сроки строительства, связанные с «омертвлением» капиталовложений при увеличении продолжительности строительства, учитываются путём подсчета приведенных к единому году (например, к году пуска) капиталовложений

$$K_{\text{прив}} = K(1 + \rho)^t$$

где  $K$  — капиталовложения рассматриваемого года;  $t$  - число лет, определяющих рассматриваемый год от единого расчетного;  $\rho = 0,08$  - норма учета фактора времени.

Капиталовложения в строительство объекта определяют стоимость его основных производственных фондов (сооружений, оборудования).

Ежегодные издержки электростанции  $I$  складываются из постоянных издержек  $I_n$ , состоящих в свою очередь из эксплуатационных издержек  $I_э$  и амортизационных издержек  $I_a$ , и топливных  $I_{топ}$ , зависящих от фактической выработки энергии,

$$I = I_n + I_{топ} = I_э + I_a + I_{топ}$$

Эксплуатационные издержки  $I_э$  - это расходы на заработную плату персонала, материалы и текущий ремонт. Заработная плата прежде всего зависит от численного состава персонала, определяемого штатным коэффициентом, т. е. числом работающих на 1 ГВт установленной мощности. Для ГЭС в среднем по стране этот показатель составляет 300 чел/ГВт.

Эксплуатационные издержки ГЭС принимаются пропорционально установленной мощности

$$I_э = u_э N$$

где  $u_э$  - удельные эксплуатационные издержки, не превышающие 0,5 сум/кВт для крупных и 1 сум/кВт для средних ГЭС.

*Амортизационные отчисления* предприятия ежегодно отчисляют в госбюджет в виде определенного процента стоимости основных производственных фондов. Принимая эту стоимость равной капиталовложениям, получаем

$$I_a = p / 100 K,$$

где  $p$  — норма амортизационных отчислений, %; для ГЭС  $p = 1,6\%$ .

Смысл амортизационных отчислений в том, что основные фонды, являющиеся общегосударственной собственностью, постепенно изнашиваются и их стоимость переходит на стоимость произведенной продукции. К концу срока службы за счет амортизационных отчислений в госбюжете накапливается сумма, достаточная для восстановления (реновации) износившегося оборудования и сооружений за вычетом

средств, истраченных за счет этих же отчислений на капитальные ремонты. Норма отчислений по отдельно рассматриваемому оборудованию составляет 3-6 %, что связано с его более интенсивным износом по сравнению с сооружениями.

Топливные издержки на ГЭС отсутствуют. Анализ структуры ежегодных издержек показывает, что на ГЭС до 82 % издержек составляют амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления на капремонт и реновацию приняты исходя из срока службы сооружений. Эксплуатационные расходы определены с учётом численности эксплуатационного персонала и установленной мощности МГЭС.

Себестоимость электроэнергии

$$S = I/\mathcal{E},$$

где  $\mathcal{E}$  - годовая выработка электроэнергии.

Прибыль  $\Pi$  в электроэнергетике определяется как

$$\Pi = C - I,$$

где  $C$ —отпускная цена электроэнергии по тарифам.

Приведенные данные говорят о высокой экономичности ГЭС. Однако при решении вопроса о целесообразности строительства; любой конкретной ГЭС необходимо убедиться в том, что нет более эффективных вариантов получения того же энергетического эффекта.

*Метод сравнительной экономической эффективности* является основным в энергоэкономических расчетах [46,47,48]. Для обоснования эффективности проектируемая ГЭС сравнивается с условной заменяемой (альтернативной) ТЭС, которая могла бы создать в энергосистеме тот же энергетический эффект. При этом с учетом меньшей надежности ТЭС ее мощность принимают на 10-15% больше мощности рассматриваемой ГЭС, выработку с учетом повышенного расхода энергии на собственные нужды увеличивают на 2-7%. Тип заменяемой ТЭС принимают в соответствии с намечаемым местом ГЭС в графике нагрузки энергосистемы: в качестве

заменяемой может быть блочная или полупиковая КЭС, ГТУ или комбинация ТЭС разного типа. Для выполнения сопоставления определяют по формуле (2.14) капиталовложения в строительство ГЭС и заменяемой ТЭС— $K_{гэс}$  и  $K_{тэс}$ ; а также ежегодные издержки  $I_{гэс}$  и  $I_{тэс}$  по формулам (2.18) и (2.20). В качестве топлива для ТЭС принимают замыкающее топливо, которое в данном районе имеется в достаточном количестве, но по стоимости будет использовано в последнюю очередь.

Если  $K_{гэс} < K_{тэс}$  и  $I_{гэс} < I_{тэс}$ , то ГЭС считается абсолютно эффективной и дальнейший расчет не производится. Если строительство ГЭС обходится дороже, чем ТЭС, т. е.  $K_{гэс} > K_{тэс}$ , то в варианте ГЭС требуются дополнительные капиталовложения, равные  $K_{тэс} - K_{гэс}$ . Но при этом будет происходить ежегодная экономия на издержках  $I_{тэс} - I_{гэс}$ , так как издержки ГЭС меньше, чем издержки ТЭС. Такое соотношение капиталовложений и ежегодных издержек позволяет определить *срок окупаемости дополнительных капиталовложений*

$$(2.10)$$

или обратную ему величину - коэффициент экономической эффективности

$$\varepsilon = \frac{I_{тэс} - I_{гэс}}{K_{гэс} - K_{тэс}} \quad (2.10)$$

ГЭС признается экономически эффективной, если

$$T \leq T_n; \varepsilon \geq \varepsilon_n$$

Где  $T_n$  и  $\varepsilon_n$  - нормативные значения срока окупаемости и коэффициента эффективности, устанавливаемые директивно.

Нормативный коэффициент приведения разновременных затрат принят равным 0,08.

Удельные приведенные затраты на топливо приняты равными 6,0 тийин/кВтч.

Срок окупаемости дополнительных капиталовложений должны соответствовать нормативному 8,3 года, чтобы МГЭС была рекомендована к строительству [32,45-48].

Основные технико-экономические показатели Малой ГЭС.

Таблица 10.

№№ п.п.	Наименование показателей	Единицы измерения.	Показатели
1	Установленная мощность	МВт	
2	Гарантированная мощность	МВт	
3	Расчётный расход ГЭС	м <sup>3</sup> /сек	
4	Напор		
	- максимальный	м.	
	- минимальный	м.	
	- расчётный	м.	
5	Среднегодовая выработка электроэнергии	ГВтч.	
6	Число часов установленной мощности	час	
7	Число агрегатов	шт	
8	Сметная стоимость, в т.ч.:	тыс. сум	
	в т.ч.: возвратные суммы.	Тыс. сум	
9	Капиталовложения.	Тыс. сум	
10	Ежегодные издержки,	тыс. сум	
	в т.ч.: эксплуатационные	тыс. сум	
11	Удельные капвложения		
	на 1 кВт установленной мощности	сум	
	на 1 кВтч выработки электроэнергии	сум	
12	Себестоимость электроэнергии.	т/кВтч	
13	Годовая экономия топлива.	Тут	
14	Срок окупаемости дополнительных капвложений.	Лет	
15	Коэффициент рентабельности	%	

*Экономическая эффективность малых ГЭС.* Стоимость установленного киловатта малых ГЭС обычно значительно выше, чем крупных ГЭС. Многие малые ГЭС работают без регулирования стока по

вынужденному графику на водохозяйственных попусках и не могут вытеснять мощность ТЭС, что ухудшает их эффективность. Наиболее эффективными оказываются малые ГЭС в отдаленных, не имеющих связи с энергосистемой районах. В этих случаях экономически приемлемые удельные капиталовложения в малые ГЭС могут достигать до 300 сум/кВт, в районах, охваченных энергосистемами, - до 50-100 сум/кВт. Высока эффективность малых ГЭС, сооружаемых в составе водохозяйственных гидроузлов, когда затраты на ГЭС определяются только стоимостью оборудования и энергетических сооружений.

*Общая (абсолютная) эффективность ГЭС.*

Оценка общей эффективности характеризуется рентабельностью ГЭС в процессе эксплуатации, которая определяется как отношение чистой прибыли к балансовой стоимости основных фондов, каковыми для проектируемой ГЭС являются капиталовложения.

Определение коэффициента рентабельности.

Таблица 11.

№№ п.п.	Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
1	Стоимость основных фондов	Тыс. сум.	
2	Выработка электроэнергии	ГВтч	
3	Тариф	сум/кВтч	
4	Стоимость товарной продукции с учётом потерь	Тыс. сум.	
5	Ежегодные издержки	Тыс. сум.	
6	Чистая прибыль	Тыс. сум.	
7	Коэффициент рентабельности.	%	

Коэффициент рентабельность проектируемой МГЭС должна быть выше минимальной банковской ставки (10%), что говорит о финансовой эффективности МГЭС на перепаде в процессе эксплуатации [32].

## **Выводы по главе 2.**

Для большинства ГЭС потребителем будет являться объединенная энергетическая система Республики Узбекистан. Максимум нагрузки приходится на зимний период. Посчитайте сколько денег было потрачено на строительство ГЭС... А каков выход электроэнергии? Зачем повышать цены на электрическую энергию, если их можно понизить за счет модернизации и реконструкции гидроэлектростанций? Существуют технологии, которые позволяют очень быстро и недорого модернизировать или реконструировать уже построенные малые гидроэлектростанции для увеличения производства электроэнергии в разы.

Внедрение новых технологий позволяет без увеличения эксплуатационных расходов увеличить производство электрической энергии, что позволяет снизить цену на электроэнергию для населения, промышленных предприятий, учреждений. Внедрение технологий на еще строящихся гидроэлектростанциях позволит кардинально решить вопрос со снабжением источниками энергии для промышленности и бытовых нужд. Несмотря на снижение цены для конечного потребителя электрической энергии, прибыль энергогенерирующего предприятия увеличится за счет снижения себестоимости электрической энергии.

В рамках выполнения постановления главы государства “О Программе мер по реализации важнейших проектов по модернизации, техническому и технологическому перевооружению производства на 2009-2014 годы” от 12 марта 2009 года в энергетике реализуются десятки инвестиционных проектов, направленных на модернизацию, техническое и технологическое перевооружение предприятий отрасли, внедрение ресурсосберегающих технологий, обеспечение надежного и качественного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией.

После завершения испытаний выдала экологически чистую электроэнергию малая гидроэлектростанция при Ахангаранском

водохранилище. Пуск двух ее агрегатов увеличит потенциал энергосистемы Узбекистана на 66,5 миллиона кВт/час в год.

Как сообщили в специализированном объединении “Узсувэнерго”, завершаются испытания после ее модернизации на Андижанской ГЭС-2, благодаря чему энергетический потенциал Узбекистана повысится еще на 171 миллион кВт/час в год. Сооружение новых объектов, построенных по передовым технологиям, позволило создать десятки новых рабочих мест.

Освоение возобновляемых энергоресурсов, к которым в первую очередь относится гидравлическая энергия водных потоков, ведется в рамках Программы развития малой гидроэнергетики Республики Узбекистан, утвержденной постановлением Кабинета Министров страны от 28 декабря 1995 года. Она нацелена на эффективное использование гидроэнергетического потенциала рек, водотоков Узбекистана и гидротехнических сооружений.

Гидроэлектростанции строятся также на ирригационных каналах и естественных водотоках. В 2003 году была введена в эксплуатацию Ургутская малая ГЭС на канале Даргом в Самаркандской области. Прорабатываются вопросы строительства малых гидроэлектростанций на перепаде Гульба канала Даргом в Самаркандской области и на реке Эрташсай – в Ташкентской.

## **Глава 1. Разработка рекомендации по повышению энергоэффективности Малых ГЭС.**

### **1.1. Рекомендации по повышению энергоэффективности при модернизации и реконструкции малых ГЭС.**

Для электростанций, где назрели вопросы реконструкции и технического перевооружения агрегатов, характерны следующие особенности: большинство ГЭС оборудованы поворотно-лопастными гидротурбинами, эксплуатационные режимы которых далеки от оптимального КПД по приведенному расходу; на ряде ГЭС осуществлено увеличение установленной мощности турбин на 10-25 % по сравнению с проектом за счет форсирования режима работы гидротурбин; статистическое распределение использования мощности агрегата сместилось и последние годы в сторону высоких нагрузок по сравнению с проектом [27,28,29].

В результате форсировки режимов работы гидротурбин и изменения режимов работы ГЭС ухудшилось энергетическое использование водотока, так как средневзвешенный по выработке КПД оказался на 5-10 % ниже максимально возможного для данного типа гидротурбин [34].

Наряду со снижением эффективности использования водотока и смещением работы гидротурбин в зону более низких значений КПД и повышенных динамических нагрузок наблюдается тенденция снижения надежности гидроагрегатов: рост интенсивности отказов лопастей, возрастание скорости разрушения турбинных подшипников, усиление кавитационной эрозии проточного тракта гидромашин и т. д.

Повышение эффективности и надежности гидросилового оборудования со сроком службы, превышающим нормативный, неизбежно потребует его замены. Необходимость замены диктуется не только физической изношенностью основных элементов агрегатов, но и тем обстоятельством, что они морально устарели по отношению к

современным типам гидротурбин, а также изменившимися требованиями к ГЭС со стороны энергосистем.

Вопросы, связанные с реконструкцией и техническим перевооружением гидротурбинного оборудования, наиболее целесообразно решать в рамках комплексной реконструкции гидроэлектростанций [17]. Это направление должно стать основным в XXI веке и прийти на смену модернизации отдельных узлов оборудования, которая проводилась с целью обеспечения нормативной эксплуатационной готовности ГЭС. Для успешного решения вопросов замены гидротурбин при реконструкции и техническом перевооружении необходимо: оценить эффективность использования водотока существующим гидротурбинным оборудованием при сложившихся режимах работы и выбранных параметрах (частота вращения  $n$  и диаметр рабочего колеса турбины; определить оптимальные требования к параметрам нового гидротурбинного оборудования;

Выполнить предложенное позволяет приведенная ниже методика. Исходные данные методики: универсальная характеристика гидротурбины которая находится из опыта эксплуатации действующих ГЭС.

Для известных режимов работы гидроагрегата оптимальное решение ищется рассмотрением различных вариантов зон работы на универсальной характеристике. Критерием выбора выступает, как правило, наибольшая выработка электроэнергии. В диссертации предлагается учет потерь в турбинах и сопрягающих сооружениях МГЭС. Расчет целевой функции ведется для каждого из вариантов при соблюдении следующих основных условий:

- 1) при равенстве годовых стоков диапазон изменения напора для турбины сохраняется одинаковым (для водохранилищ ГЭС не многолетнего регулирования);

- 2) распределение проходящих через турбину объема воды по напорам является неизменным;

3) найденная из опыта эксплуатации ГЭС статистическая закономерность использования мощности агрегата, сохраняется постоянной;

4) диаметр рабочего колеса остается постоянным.

Настоящие Рекомендации применяются при разработке технологической части проекта на строительство новых и на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций мощностью с агрегатами мощностью не более 5 МВт. Рекомендации могут использоваться при разработке проектов малых гидроэлектростанций мощностью менее 10 МВт.

В случае, если эффективная работа электростанции в заданном диапазоне используемых напоров может быть обеспечена гидромашинами нескольких систем, окончательный выбор должен производиться на основе технико-экономического сопоставления вариантов. При выборе диапазона изменения напоров следует руководствоваться следующими соотношениями:  $N_{\min}$  для капсульных турбин  $N_{\min} / N_{\max} \geq 0,4$ . Для осевых и диагональных поворотных-лопастных турбин  $\geq 0,5$ . Для радиально-осевых турбин  $\geq 0,6 - 0,65$ ; Для ковшовых турбин  $\geq 0,9$ ; При большем диапазоне изменения напоров рассматривается применение двухскоростных гидроагрегатов.

При равных показателях надежности и технико-экономических показателях с учетом эксплуатационных затрат принимается наибольшая технически возможная мощность с учетом соображений по унификации оборудования как по условиям изготовления, так и по условиям эксплуатации на каскаде. Наибольшая технически возможная мощность гидромашины обосновывается по результатам анализа следующих факторов: характеристики энергосистемы и ее требований к режимам работы электростанции, в том числе к участию электростанции в покрытии пиков графика нагрузки, условиям аварийного отключения гидроагрегата и

пропуска санитарного расхода; требований по режимам уровней воды в нижнем бьефе; геоморфологических и геологических условий створа гидроэлектростанции; наименьшего значения потерь.

## **1.2. Рекомендации по технико-экономическому обоснованию эффективности малых ГЭС при модернизации и реконструкции.**

Технико-экономическое обоснование строительства малой гидроэлектростанции и водноэнергетические расчеты. Определение установленной мощности ГЭС и условного числа часов использования установленной мощности.

Расчет гидроэнергетического потенциала (ГЭП) речного стока выполняется на основе результатов гидрологических изысканий.

По результатам изысканий определяются возможные варианты нормального подпорного уровня (НПУ) гидроузла для обеспечения расчетного напора на ГЭС, обеспечивающего экономическую целесообразность строительства гидроэлектростанции. Выбор отметки НПУ обусловлен соображениями не затопления значительного количества земель и охраны окружающей среды.

Расчеты выполняются для среднего по водности года 50% обеспеченности и для маловодных лет 75% и 95% обеспеченности. При проведении расчетов исходят из возможности вести регулирование стока в зависимости от полезного объема водохранилища. При малой полезной емкости водохранилища может быть осуществлено лишь суточное регулирование. В этом случае ГЭС рассчитывается для работы в режиме водотока.

При определении ГЭП, обосновании компоновки и размеров конструкций сооружений необходимо иметь в виду, что при работе в будущем в составе каскада ГЭС (если выше по течению будет размещаться водохранилище с достаточно большим объемом, емкость которого позволит производить долговременное регулирование), расчетные расходы

через данный гидроузел могут возрасти. Компоновка гидроузла должна позволить в дальнейшем произвести реконструкцию ГЭС с целью увеличения ее мощности.

Проводятся исследования гидроэнергетического потенциала водотока и при уменьшенных и при повышенных уровнях (по сравнению с принятыми уровнями) воды в верхнем бьефе.

Значение годового гидроэнергетического потенциала для лет различной обеспеченности определяется как сумма произведений количества часов в месяце на ежемесячные значения теоретической мощности  $N_{гэс}$  гидроэлектростанции. Значение  $N_{гэс}$  определяется по формуле:

$$N_{гэс} = 9,81 Q H K_{г},$$

где  $Q$  среднемесячное значение расхода в м<sup>3</sup>/с;

$H$  величина напора, в метрах (м), определяемая как разность отметки НПУ водохранилища и отметки в нижнем бьефе ГЭС;

$K_{г}$  - коэффициент полезного действия гидроэнергетического оборудования [8,12,25].

При расчетах необходимо учитывать работает ли ГЭС в каскаде ГЭС. При работе вне каскада среднемесячные значения отметок нижнего бьефа зависят от топографических характеристик, расходов воды в нижнем бьефе и сезонных особенностей водного режима. Данные отметки определяются на основании изысканий. При работе ГЭС в каскаде значения отметок нижнего бьефа определяются условиями эксплуатации нижерасположенной ГЭС.

Данный расчет приведен для случая, когда в верхнем бьефе плотины поддерживается постоянный уровень воды.

Методика определения установленной мощности для объектов малой энергетики значительно упрощается по той причине, что удельный вес малых гидроэлектростанций в государственных энергосистемах составляет менее 2%. Изменение их мощности практически не сказывается на экономичности работы энергосистемы.

В общем случае установленная мощность ГЭС состоит из трех составляемых:

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

где  $N_{гар}$ ,  $N_{сез}$ ,  $N_{рез}$  - соответственно, гарантированная, сезонная и резервная мощности.

Гарантированная это мощность, с которой ГЭС участвует в покрытии графика нагрузки энергосистемы. При малом удельном весе ГЭС в энергосистеме, обеспеченность мощности можно принять в пределах 74 - 85%.

Сезонная - это мощность, позволяющая увеличить выработку электроэнергии малой ГЭС и тем самым сэкономить топливо в периоды, когда ресурс водотока превосходит гарантированную мощность.

Резервная мощность, которая может быть расположена на малой ГЭС и значение которой устанавливается, исходя из потребности в резерве энергосистемы в целом [22].

При наличии ограничений полезной емкости водохранилища для проведения суточного регулирования, при назначении установленной мощности малой ГЭС, ее можно принимать равной сумме гарантированной и сезонной мощностей ГЭС, равной при этом мощности по водотоку, обеспеченной на 10... 15%, то есть:

$$N_{гар} + N_{сез} = N_{вод}(10-15\%)$$

Что касается резервной мощности, то при значительной сезонной мощности (свыше 10% от гарантированной мощности), специально резервная мощность может не проектироваться и установленная мощность в таком случае определяется по последней формуле.

После определения установленной мощности ГЭС уточняется возможная выработка электроэнергии ( $\mathcal{E}^{ГЭС}$ ), кВтч, т.е. учитывается ограничение по установленной мощности по формуле:

$$\mathcal{E}_{гэс} = N^{ГЭС} * Dt,$$

где  $N^{ГЭС}$  мощность ГЭС, (кВт), обеспеченная расходом и напором, но

не превышающая значения установленной мощности, т.е.  $N^{\text{ГЭС}} \leq N^{\text{ГЭС}}_{\text{уст}}$

$\Delta t$  интервал времени, в течение которого ГЭС работает с мощностью  $N_{\text{ГЭС}}$ , ч.

Далее производится деление расходов реки возможных к использованию ( $Q$ ), при работе ГЭС в режиме водотока на расходы ГЭС и сбросные расходы. При этом расходы ГЭС в периоды, когда  $N^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}} > N^{\text{ГЭС}}_{\text{уст}}$  будут не выше пропускной способности турбины ГЭС (расчетного расхода ГЭС) ( $Q^{\text{ГЭС}}$ ). м<sup>3</sup>/с, определяемой по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}} = N^{\text{ГЭС}}_{\text{уст}} / (9,81 * H_p * z_a)$$

где  $H_p$  - расчетный напор ГЭС (м), значение которого рекомендуется принимать равным средневзвешенному напору ( $H_{\text{ср.взв}}$ ).

Сбросной расход реки ( $Q_{\text{сбр}}$ ), м<sup>3</sup>/с, определяется по формуле:

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

Средневзвешенный напор ГЭС ( $H_{\text{ср.взв}}$ ), (м), необходимый для установления расчетного напора ( $H_p$ ) и выбора параметров энергетического оборудования, определяется по формуле:

$$H_{\text{ср.взв}} = \sum (\mathcal{E}^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}} * H) / \sum \mathcal{E}^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}}$$

$$H_{\text{ср.взв}} = \sum H * N^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}} * \Delta t / \sum N^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}} * \Delta t$$

где  $\mathcal{E}^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}}$  - соответственно, выработка электроэнергии, кВт ч;

$N^{\text{ГЭС}}_{\text{вод}}$  - мощность ГЭС по водотоку. кВт;

$H$  - полезный напор, м;

$\Delta t$  продолжительность расчетного интервала времени, ч.

Определяется условное число часов использования установленной мощности ГЭС:

$$T_{\text{уст}} = \mathcal{E}^{\text{ГЭС}} / N_{\text{уст}}, \text{ часов.}$$

Расчет экономии топлива при строительстве малой ГЭС.

Для расчета экономии топлива при строительстве малой ГЭС необходимо знать количество вырабатываемой на ГЭС электроэнергии ( $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ ), а также затраты топлива на производство такого же количества

электрической энергии на замещаемой электростанции.

Определение экономии топлива от строительства малой ГЭС:

Определение количества электроэнергии, отпущенной малой ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} \times (1 - b_{\text{сн}}^{\text{ээ}}), \text{ кВт ч,}$$

где  $b_{\text{сн}}^{\text{ээ}}$  - коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды малой ГЭС (на электрическое оборудование), принимается равным в диапазоне 0,2 - 1,0 процент.

Необходимое количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций с учетом потерь в электрических сетях:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГЭС}} \times (1 + ДЭ_{\text{пот}}), \text{ кВт ч,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{ГЭС}}$  электроэнергия, отпущенная ГЭС и потребленная предприятием, кВт ч;

$ДЭ_{\text{пот}}$  - коэффициент потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии, равен 0,105 в среднем.

Экономия топлива от строительства малой ГЭС:

$$ДВ^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}} \times b_{\text{ээ}}^{\text{ср}} * 10^{-6}, \text{ т.у.т.,}$$

где  $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{эс}}$  - количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций, с учетом потерь в электросетях, кВтч;

$b_{\text{ээ}}^{\text{ср}}$  - удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции в энергосистеме за год, предшествующий составлению расчета т.у.т./кВт ч. [45,46,47,48]

### *Расчет срока окупаемости строительства малой гидроэлектростанции*

Необходимо определить укрупненные капиталовложения для строительства малой ГЭС.

Стоимость строительства малой ГЭС определяется по сметам или по аналогу, принятому для расчета. В последующем проводятся уточнения в результате выполнения строительного проекта. Капиталовложения

определяются как Кгэс.

Определение срока окупаемости строительства малой ГЭС:

$$Cp_{ок} = K_{гэс} / (ДВ^{гэс} \times C_{топл}), \text{ лет,}$$

где Кгэс - капиталовложения в строительство малой ГЭС,

млн. сум.;

ДВ<sup>гэс</sup> - экономия топлива от строительства малой ГЭС, т у.т.;

C<sub>топл</sub> - стоимость 1 т.у.т., (тыс. сум.), уточняется на момент составления расчета (Приложение 2).

*Определение основных параметров Нижне-Бозсуйской ГЭС.  
Практическое применение разработанной программы.*

Первым шагом в программе [Приложение 1] является выбор типа гидроэнергетической установки. Выбрав ГЭС вводим исходные данные для расчета рисунок 4.

```
Uvodite ishodniya danniy dlya opredeleniya parametrov GIDROELEKTROSTANTSI
Izpolzovannie obem vodi W(m3)= 1000000
Uremya raboti GES t_ges(chas)= 4
Otnetka verxnego befa VB(m)= 241
Otnetka nijnego befa NB(m)= 187
Diametr napornogo vodovoda D(m)= 2
Dlina napornogo vodovoda L(m)= 87
Koeffitsent poleznogo deystviya gidroturbini kpd_t= 0.89
Koeffitsent poleznogo deystviya gidrogeneratora kpd_gen= 0.96
Chislo gidroagregatov GES n= 2
Tarif elektroenergi b_el_en(sum/(kWh*chas))= 104.5_
```

Рисунок 4. Окно для ввода исходных данных для определения основных параметров гидроэлектростанции

Введя данные, программа тут же подсчитает и за доли секунд у вас есть основные параметры ГЭС: удельная мощность, коэффициент полезного действия, выработка электроэнергии, её стоимость и т.д. (рисунок 5). И уже на месте вы можете обосновывать эффективность модернизации и реконструкции.

```

REZULTATI PO OPREDELENIYU PARAMETROU GES
Rashod GES Q_ges= 6.94 m3/sek
Proxodiniy rashod vodi cherez agregat GES Q_ges_ag= 3.47 m3/sek
Skorost vodi v napornom vodovode GES U_ges= 1.11 m/sek
Geometricheski napor GES H_g= 54.00 m
Koeffitsent gidravlicheskogo treniya lam_ges= 0.0458
Poterya napora v napornom vodovode GES hw_ges= 0.14 m
Napora GES H_ges=53.86 m
Moshnost gidroturbini N_t= 1632.90 kWt
Moshnost gidroagregata GES N_ges_ag= 1567.59 kWt
Koeffitsent poleznogo deystviya GES kpd_GES= 85.22 %
Moshnost GES N_ges= 3127.25 kWt
Virabotivaemaya elektroenergiya GES E_ges:= 12509.00 kWt*chas
Stoimost virabotiniy elektroenergi GES S_ges= 1.3072 mln.sum

```

Рисунок 5. Окно результатов по определению основных параметров гидроэлектростанции

*Экономия топливных ресурсов при модернизации Нижне-Бозсуйской ГЭС.*

Установленная мощность Нижне-Бозсуйской ГЭС 15 МВт, ежегодная выработка 90.07 млн. кВтч. На тепловой электростанции (альтернативном источнике энергии) потребление на собственные нужды выше, поэтому эквивалентный объем выработки принимается с коэффициентом 1.03, то есть

$$90\ 070\ 000 \times 1.03 = 92\ 772\ 100 \text{ кВтч.}$$

На производство 1 кВтч требуется 400 гр. условного топлива, а на выработку 92 772 100 кВтч потребуется:

$$92\ 772\ 100 \times 0.0004 = 37.109 \text{ тыс.тут (тонн условного топлива).}$$

1 тут составляет по теплотворной способности 7000 ккал.

1000 м3 газа по теплотворной способности составляет 8000 ккал.

$7000 : 8000 = 0.875$  – переходной коэффициент к газу.

1 тонна угля составляет по теплотворной способности 2060 ккал.

$7000 : 2060 = 3.4$  - переходной коэффициент к углю.

Ежегодная экономия топлива составит:

газа -  $37.109 \times 0.875 = 32.47$  млн.м3,

угля –  $37.109 \times 3.4 = 126.17$  тыс. тонн.

Эксплуатация Нижне-Бозсуйской ГЭС позволит сократить ежегодное потребление газа на 32.47 млн. м3 или на 126.17 тыс. тонн угля.

Сжигание одной тонны органического топлива требует потребления трех тонн атмосферного кислорода. При утилизации на ТЭС 126.17 тыс. тонн угля расходуется 378.5 тыс. тонн кислорода, не говоря уже о значительных выбросах вредных веществ в воздушную среду.

*Определение ущерба, связанного с компенсацией потребляемого кислорода на альтернативной ТЭС*

При сжигании на альтернативной ТЭС 126.17 тыс. тонн Агреновского угля используется 378.5 тыс. тонн атмосферного кислорода в год. Один гектар зеленых насаждений в солнечный день выделяет до 200 кг кислорода. Число солнечных дней в году в условиях рассматриваемого региона – 290.

Общее количество кислорода, продуцируемого с одного гектара в год:  $290 \times 200 = 58\,000$  кг, или 58 т/год.

Для восстановления изымаемого из воздушной среды кислорода, утилизированного на ТЭС в количестве 378.5 тыс. т/год, необходима посадка порядка 6.5 тыс. га зеленых насаждений.

### **Выводы по главе 3.**

Учитывая, что энергетика является основой для развития экономики любого государства и поэтому ее развитие должно идти опережающими темпами [3];

- в последние годы, в связи с резким ростом мировых цен на ископаемые источники энергии и сокращением их разведанных запасов, в мире наблюдается бум, на реализацию проектов в области ВИЭ, как нетрадиционных (солнечной, ветровой, геотермальной энергии), так и традиционных - гидравлическая энергия водных потоков;

- тенденция роста цен на ископаемое топливо и металлы будет продолжаться;

- ужесточение требований к охране окружающей среды и борьба за более комфортные условия жизни и здоровье населения, ограничивает

возможности строительства тепловых и атомных электростанций, а также крупных гидроузлов;

- глобальное потепление климата на нашей планете, вызванное ростом вредных выбросов в атмосферу, заставляет государства вводить ограничения на выбросы для промышленных предприятий, что способствует внедрению энергоэффективных технологий и реализации ВИЭ проектов, в частности строительство или модернизация и реконструкция ГЭС.

Можно выделить некоторые достоинства этих мероприятий: экологическая чистота производства электроэнергии; себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС значительно ниже, чем на ТЭС; покупка электроэнергии требует валютных средств и менее надежна, так как сопредельные государства продают электроэнергию по остаточному принципу; реализация этого проекта, вписывается в концепцию энергетической самостоятельности Узбекистана. отчасти решается социальная проблема занятости населения, в период строительства.

## **Заключение.**

Результаты проведенных исследований и анализ установил следующее:

1. Собственные водные ресурсы РУз не могут обеспечить растущие потребности отраслей хозяйства. На ближайшую обозримую перспективу основными способами регулирования стока рек в интересах всех потребителей останутся водохранилища. В РУз имеются неиспользованные резервы регулирования стока собственных водных источников, но недостаточные для того, чтобы полностью покрыть растущие хозяйственные потребности. Объективные обстоятельства – отсутствие подходящих естественных чаш на территории РУз для создания контррегулирующих водохранилищ требуемого объёма – приводят к необходимости заключения паритетных соглашений по взаимопоставкам воды, энергии или энергоносителей. Имеющиеся неиспользованные резервы строительства новых ГЭС смогут покрыть часть потребностей в пиковых нагрузках, однако для нормального функционирования энергосистемы требуется наращивание производства пиковой энергии на маневренных парогазовых установках или покупка её в соседних странах. Существующие каскады ГЭС на реках и каналах не эффективно используют технический потенциал, не исключение и работа каскада Чирчик-Бозсуйского водного тракта - по сегодняшним меркам считается что его выработка очень мала по сравнению с возможным.

2. Техническое состояние существующих малых ГЭС Чирчик-Бозсуйского водного тракта крайне сложное, станции не работают на полную мощность, оборудование некоторых из них эксплуатируется более 70 лет, устарев физически и морально. Если не предпринять сегодня срочные меры по их реконструкции и модернизации, то эти станции могут быть окончательно потеряны. Построенные в 30 - 50-х годах десятки малых ГЭС, в связи с вводом в эксплуатацию крупных ГЭС и тепловых

станций, были законсервированы и демонтированы. В настоящее время оставшееся оборудование и гидротехнические сооружения на этих станциях разрушены и пришли в негодность. По мнению энергетиков, эксплуатация малых ГЭС может оказать существенное влияние на энергетическую ситуацию в Республике: увеличение выработки электроэнергии, разгрузка энергосистемы по мощности в часы максимальных нагрузок.

3. Наибольший эффект модернизации при этом следует ожидать в отдаленных сельских районах, где отсутствуют собственные источники энергии и энергоснабжение осуществляется от энергосистемы, находящейся в настоящее время в критическом состоянии из-за перегрузок и выхода из строя оборудования. Эффективность малой гидроэнергетики определяется следующими факторами: - относительно небольшие капиталовложения в оборудование, материалы, строительные-монтажные и пусконаладочные работы; - небольшие сроки строительства для ГЭС мощностью до 1 МВт – до 1.0 года, от 1 до 5 МВт – до 1.5 лет; от 5 до 10 МВт – до 2 лет; от 10 до 30 МВт – 2.- отсутствие необходимости в строительстве высоковольтных линий электропередачи и мощных трансформаторных подстанций;- независимость от режима работы энергосистемы;- создание местных, локальных энергосистем с низкими эксплуатационными издержками;- реальность реализации проектов с привлечением государственных и частных кредитов;- незначительное воздействие на окружающую среду;- создание новых рабочих мест и производств;- улучшение условий жизни населения и т.д. На ряде малых ГЭС возможно увеличение мощности и выработки за счет повышения напора при увеличении подпорного уровня, расчистки нижнего бьефа, сокращения потерь напора в водоприемниках, водопроводящих сооружениях, на решетках и т. д. Энергетические показатели могут возрасти за счет снижения потерь воды на повышенную фильтрацию, холостые сбросы. Простая замена старого гидросилового оборудования

новым, более совершенным позволяет увеличить мощность и выработку до 10 %. Поэтому модернизация и реконструкция старых ГЭС обычно подразумевают полную замену гидросилового, электрического, вспомогательного санитарно-технического оборудования и проведение необходимых строительных работ. В меньшей степени ГЭС нуждаются в реконструкции собственно гидротехнических сооружений.

4. Для управления водой Чирчик-Бозсуйского водного тракта и для оперативного расчета гидравлических параметров создана программа и получена на неё авторское право. Разработанная программа позволит ускорить рабочий процесс проектировщика в составлении технико-экономического обоснования эффективности малых ГЭС с учетом модернизации и реконструкции.

5. Определено множество задач для дальнейшего более подробного и глубокого исследования. Некоторые из них это разработка методики наращивания мощностей путем модернизации и реконструкции эксплуатируемых и законсервированных Малых ГЭС; Разработка методики восстановления и реконструкции действующих энергетических установок; Разработка алгоритма и методики обоснования основных параметров гидроэнергетических установок. Широкое вовлечение в топливно-энергетический баланс ВИЭ; Введение государственной политики энергоресурсосбережения и снижение энергоемкости внутреннего валового продукта.

## Список использованной литературы.

1. Закон Республики Узбекистан «Об альтернативных и возобновляемых источниках энергии» от 29 ноября 2012г.
2. Постановление Президента Республики Узбекистан № ПП – 1442 от 15.12.2010г. “О приоритетах развития промышленности Республики Узбекистан в 2011–2015г.г.”
3. Указ Президента Республики Узбекистан «О мерах по дальнейшему развитию альтернативных источников энергии». Ташкент: Народное Слово, 1 марта 2013г.
4. Алгебов М.М., Чернухин А.А. Методические принципы определения экономической эффективности капиталовложений, новой техники и реконструкции в энергетике. М: Изд. ВЗПИ, 1990. - с. 27.
5. Бальзанников М.И. Совершенствование конструкций водоприемно-водоотпускных устройств гидроэнергетических установок // Гидротехническое строительство, 1994, № 9, с. 30-35.
6. Василевский А.Г., Серков В.С., Дмитрухин А.Ф. Проблемы эффективной эксплуатации гидроэлектростанций // Гидротехнич. строит-во, 1990, № 10
7. Василенко В.А., Вихоров Ю.А. Кавитационные ограничения применения насосов в режиме турбин для МГЭС // Проблемы энергосбережения, - 1994, № 2-3, с. 70-73.
8. Васильев Ю.С., Елистратов В.В., Мухаммадиев М.М., Претро Г.А. Возобновляемые источники энергии и гидро аккумулирование. Учебное пособие, СПбГТУ, 1995.
9. Васильев Ю.С., Саморуков И.С., Хлебников С.Н. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Учебное пособие. Изд. СПбГТУ, 2002.

10. Воронкин А.Ф., Лисочкина Т.В. и др. Экономическая эффективность энергетических установок с использованием НВИЭ // Тез. докл. на МНТК, СПбГТУ, 1994 г.
11. Гидроаккумулирующие электростанции / Под. Ред. Л.Б. Шеймана. М.: Энергия, 1978.г
12. Гидроэнергетика. Уч. для вузов / под ред. В.И. Обрезкова. М.: Энерго-атомиздат, 1988.
13. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2-х томах / под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. М.: Энергоатомиздат, 1988.
14. Гуськов С.В., Платов В.И., Иванченко И.П. О поисках путей экономического обоснования сроков проведения технического перевооружения действующих ГЭС. Сб. научн. тр. Гидропроекта, вып. 138. - М., 1989.
15. Гуськов С.В., Файн И.И. Эффективность реконструкции действующих ГЭС // Энергетическое строительство, 1988, № 10.
16. Дмитрухин А.Ф., Серков В.С. Техническое перевооружение и реконструкция действующих гидроэлектростанций важное направление повышения их надежности и эффективности // Гидротехнич. строит-во, 1984, № 9, с. 1-5.
17. Елистратов В.В. Перспективные направления и эффективность реконструкции и модернизации в гидроэнергетике / Сб. статей "Проблемы гидроэнергетики и их решение". Л.: Энергоатомиздат, 1989.
18. Елистратов В.В., Нотариус Е.М., Гильчонок И.Г. О некоторых новых способах повышения эффективности работы ГЭУ при реконструкции // Тез. докл. к Всесоюзн. совещ. "Будущ. гидроэнергетики.". Л.: ВНИИГ, 1991. - 128 с.
19. Елистратов В.В., Петров В.И. К вопросу о малых энергокомплексах на основе ВИЭ // Тез. докл. МНТК «Совр. пробл. нетрадиц. энергет».- С.Петербург, 1994, с.25-26

20. Елистратов В.В. Гидроэлектростанции малой мощности. Уч. пособие. –СПб.: Изд. Политехника, 2004.
21. Зотов В.М., Платов В.И. Реконструкция и техническое перевооружение действующих гидроэлектростанций основное направление в сохранении работоспособности ГЭС России на ближайшую перспективу // Гидротехническое строительство, 1999, № 1. - С. 2-10.
22. Ильиных И.И. «Гидроэлектростанции» (2-е издание переработанное и дополненное). М.: Энергоатом из дат, 1988. - 238 с.
23. Использование водной энергии: учебник для ВУЗов / Под ред. Ю.С. Васильева. IVL: Энергоатомиздат, 1995.
24. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986. - 200 с.
25. Малая гидроэнергетика / Под ред. Л.П. Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989.
26. Малик Л.К. Проблемы малых ГЭС на малых реках // Гидротехническое строительство, 1998, №
27. Мухаммадиев М.М., Клычев Ш.И., Иргашев Э.А. Мет. указ. «Моделирование, испытание и исследование гидроэнергетических объектов» Ташкент, ТашГТУ, 2012.
28. Мухаммадиев М.М., Клычев Ш.И., Иргашев Э.А. Учеб. пос. «Комбинированное использование возобновляемых энергоустановок» Ташкент, ТашГТУ, 2012.
29. Мухаммадиев М.М., Малинин Н.К., Колемасов А.А. «Технология проектирования, строительства и эксплуатации малых и средних ГЭС» Мет.пос. Ташкент:ТашГТУ, 2011.
30. Мухаммадиев М.М., Низамов О.Х. Гидротурбиналар. Ўқув кўлланма. -Т.: ТошДТУ, 2006.
31. Мухаммадиев М.М. Уришев Б.У. Gidroenergetik qurilmalar: O'quv qo'llanma. Tashkent.: ToshDTU, 2007.

32. Методика (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. М.:ВНИИПИ, 1986. -52 с.
33. Садовский С.И., Любашевский Е.С. О некоторых аспектах энергосбережения // Гидротехническое строительство, 1998, № 1, с. 6-12.
34. Складнев М.Ф., Федоров М.П. Перспективы использования энергии малых рек // Гидротехническое строительство, 1984, № 12, с. 37.
35. Справочник по гидротурбинам / Под общ. ред. Н.Н. Ковалева. Л.: Маш.строение ЛО., 1984. - 496 с.
36. Справочник по ремонту и модернизации гидрогенераторов / Под ред. В.М. Надточего, Я.С. Уринцева. М.: Энергоатом из дат, 1987. - 272 с.
37. Сотников А.А. Проблемы реконструкции гидротурбинного оборудования ГЭС и пути их решения // Гидротехнич. строительство, 1995, № 8. С. 13-16.
38. Стоцкий А.Д., Боярский В.М. Реконструкция и модернизация действующих ГЭС // Гидротехническое строительство, 1996, №11.
39. Строев Е.С., Бляхман Л.С., Кротов М.И. Экономика содружества независимых государств накануне третьего тысячелетия. - СПб.: Наука, 1998.-579 с.247
40. Твайдел Д., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии. М.: Энерго-атомиздат, 1990.
41. Тиме В.А. Оптимизация технико-экономических параметров гидротурбин. Л.: Л10 «Машиностроение», 1976. - 268 с.
42. Федоров М.П. Гидроэнергетика и нетрадиционные источники энергии // Гидротехническое строительство, 1995, № 6
43. Хрисанов Н.И. Повышение эффективности действующих ГЭС при усилении экологических требований в условиях хозрасчета // Проблемы гидроэнергетики и их решение: Сб.статей. Л., 1989.

44. Чугаев Р.Р. Гидравлика 2-е изд. перераб. и дополн. - Л.: Энергия. Лен.отд., 1971. - 552 с.
45. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства: Учебник для вузов / Д.С. Щавелев, М.Ф. Губин, В.Л. Куперман, М.П. Федоров. М.: Стройиздат, 1986. - 423 с.
46. Экономико-математические методы и модели принятия решений в энергетике / Под ред. Г.П. Долгова. Л.: ЛГУ, 1991. 224 с.
47. Экономика строительства / Под ред. И.С. Степанова. М.: Юрайт, 1997.
48. Эрлихман Б.А. Затраты на гидроэнергетику, оправдываемые экономией энергетического топлива // Гидротехническое строительство, 1984, № 6.
49. «Технико-экономический доклад об основных направлениях развития малой гидроэнергетики СССР», раздел Средней Азии, Средазгидропроект, 1984-85гг.
50. Справочник «Гидроэнергетические ресурсы СССР», изд. «Наука», М, 1967г.

**Программа для определения основных параметров  
гидроэнергетических установок  
Текст программы**

```

Program TEP_GEU;    {Программа по определению основных параметров ГЭУ}
uses crt;
label GES,NS, GAES, P1, P2, P3, P4, P5, P0;
const pi=3.14;g=9.81;
Var
VB,NB,H_g,H_ges,H_ns,Q_ges,Q_ns,Q_ges_ag,Q_ns_ag,D,L,V_ges,V_ns:real;
  lam,hw_ges,hw_ns,N_ges,N_ns,t_ges,t_ns,W,kpd_ges,kpd_ns:real;
  kpd_ga,kpd_na,kpd_GAES,E_ges,E_ns,S_ges,S_ns,del_S,N_t,N_n:real;
  N_ges_ag,N_ns_ag,b_el_en,kpd_t,kpd_n,kpd_gen,kpd_el_dv:real;
  GEU,n:integer;
begin P4:clrscr;
  Writeln;
  Writeln;
  Writeln ('VIBERITE TIP GIDROENERGETICHESKOE USTANOVKI');
  Writeln;
  Writeln ('Dlya GIDROELEKTROSTANTSI naberite "1"');
  Writeln;
  Writeln ('Dlya NASOSNOE STANTSI naberite "2"');
  Writeln;
  Writeln ('Dlya GIDROAKKUMULIRUYUSHIE ELEKTROSTANTSI naberite
"3"');
  Writeln;
  Writeln ('Dlya vihoda iz programmi naberite "0"');
  Writeln;
  read (GEU);
  if GEU=0 then goto P5 else goto P1;
P1:  if GEU=1 then goto GES else goto P2;
P2:  if GEU=2 then goto NS else goto P3;
P3:  if GEU=3 then goto GAES else goto P4;
GES: clrscr;
  Writeln;
  Writeln ('Vvodite ishodniya dannii dlya opredeleniya parametrov
GIDROELEKTROSTANTSI');
  Writeln;
  Write ('Izpolzovannie obem vodi W(m3)= ');
  read (W);
  Writeln;
  Write ('Vremya raboti GES t_ges(chas)= ');
  read (t_ges);
  Writeln;
  Write ('Otmetka verxnego befa VB(m)= ');
  read (VB);
  Writeln;
  Write ('Otmetka nijnego befa NB(m)= ');
  read (NB);
  Writeln;
  Write ('Diametr napornogo vodovoda D(m)= ');
  read (D);
  Writeln;
  Write ('Dlina napornogo vodovoda L(m)= ');
  read (L);
  Writeln;
  Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya gidroturbini kpd_t= ');
  read (kpd_t);

```

```

Writeln;
Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya gidrogeneratora kpd_gen=
');
read (kpd_gen);
Writeln;
Write ('Chislo gidroagregatov GES n= ');
read (n);
Writeln;
Write ('Tarif elektroenergi b_el_en(sum/(kВт*chas))= ');
read (b_el_en);
Writeln;
clrscr;
Writeln ('R E Z U L T A T I P O O P R E D P A R A M E T R O V G E
S');
Writeln;
Q_ges:=W/(t_ges*3600);
Writeln ('Rashod GES Q_ges= ',Q_ges:0:2,' m3/sek');
{Writeln;}
Q_ges_ag:=Q_ges/n;
Writeln ('Proxodimiy rashod vodi cherez agregat GES Q_ges_ag=
',Q_ges_ag:0:2,' m3/sek');
{Writeln;}
V_ges:=4*Q_ges_ag/(pi*sqr(D));
Writeln ('Skorost vodi v napornom vodovode GES V_ges=
',V_ges:0:2,' m/sek');
{Writeln;}
H_g:=VB-NB;
Writeln ('Geometricheski napor GES H_g= ',H_g:0:2,' m');
{Writeln;}
lam:=0.11*sqr(sqrt(0.06/D));
Writeln ('Koeffitsent gidravlicheskogo treniya lam_ges= ',
lam:0:4);
{Writeln;}
hw_ges:=1.1*lam*L*sqr(V_ges)/(D*2*g);
Writeln ('Poterya napora v napornom vodovode GES hw_ges=
',hw_ges:0:2,' m');
{Writeln;}
H_ges:=H_g-hw_ges;
Writeln ('Napora GES H_ges=',H_ges:0:2,' m');
{Writeln;}
N_t:=9.81*H_ges*Q_ges_ag*kpd_t;
Writeln ('Moshnost gidroturbini N_t= ', N_t:0:2,' kВт');
{Writeln;}
N_ges_ag:=N_t*kpd_gen;
Writeln ('Moshnost gidroagregata GES N_ges_ag= ',N_ges_ag:0:2,'
kВт');
{Writeln;}
kpd_ges:=kpd_t*kpd_gen*(H_ges/H_g);
Writeln ('Koeffitsent poleznogo deystviya GES kpd_GES= ',
(kpd_ges*100):0:2,' %');
{Writeln;}
N_ges:=n*9.81*H_ges*Q_ges_ag*kpd_ges;
Writeln ('Moshnost GES N_ges= ',N_ges:0:2,' kВт');
{Writeln;}
E_ges:=N_ges*t_ges;
Writeln ('Virabotivaemaya elektroenergiya GES E_ges:=
',E_ges:0:2,' kВт*chas');
{Writeln;}
S_ges:=E_ges*b_el_en/1000000;

```

```

        Writeln ('Stoimost virabotiniy elektroenergi GES S_ges=
',S_ges:0:4,' mln.sum');
        {Writeln;}
goto P0;
NS: clrscr;
    Writeln;
    Writeln ('Vvodite ishodniya dannii dlya opredeleniya parametrov
NASOSNOY STANTSI');
    Writeln;
    Write ('Obem perekachennoe vodi W(m3)= ');
    read (W);
    Writeln;
    Write ('Vremya raboti NS t_ns(chas)= ');
    read (t_ns);
    Writeln;
    Write ('Otmetka verxnego befa VB(m)= ');
    read (VB);
    Writeln;
    Write ('Otmetka nijnego befa NB(m)= ');
    read (NB);
    Writeln;
    Write ('Diametr napornogo truboprovoda D(m)= ');
    read (D);
    Writeln;
    Write ('Dlina napornogo truboprovoda L(m)= ');
    read (L);
    Writeln;
    Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya nasosa kpd_n= ');
    read (kpd_n);
    Writeln;
    Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya elektrodvigatela
kpd_el_dv= ');
    read (kpd_el_dv);
    Writeln;
    Write ('Chislo nasosnix agregatov NS n= ');
    read (n);
    Writeln;
    Write ('Tarif elektroenergi b_el_en(sum/(kWt*chas))= ');
    read (b_el_en);
    Writeln;
clrscr;
Writeln ('R E Z U L T A T I   P O   O P R E D   P A R A M E T R O V
NS');
    {Writeln;}
    Q_ns:=W/(t_ns*3600);
    Writeln ('Rashod NS Q_ns= ',Q_ns:0:2,' m3/sek');
    {Writeln;}
    Q_ns_ag:=Q_ns/n;
    Writeln ('Proxodimiy rashod vodi cherez nasosnoy agregat NS
Q_ns_ag= ',Q_ns_ag:0:2,' m3/sek');
    {Writeln;}
    V_ns:=4*Q_ns_ag/(pi*sqr(D));
    Writeln ('Skorost vodi v napornom truboprovode NS V_ns=
',V_ns:0:2,' m/sek');
    {Writeln;}
    H_g:=VB-NB;
    Writeln ('Geometricheski napor NS H_g= ',H_g:0:2,' m');
    {Writeln;}
    lam:=0.11*sqr(sqrt(0.06/D));

```

```

        Writeln ('Koeffitsent gidravlicheskogo treniya lam_ns= ',
lam:0:4);
        {Writeln;}
        hw_ns:=1.1*lam*L*sqr(V_ns)/(D*2*g);
        Writeln ('Poterya napora v napornom truboprovode NS hw_ns=
',hw_ns:0:2,' m');
        {Writeln;}
        H_ns:=H_g+hw_ns;
        Writeln ('Napor NS H_ns=',H_ns:0:2,' m');
        {Writeln;}
        N_n:=9.81*H_ns*Q_ns_ag/kpd_n;
        Writeln ('Moshnost nasosa N_n= ',N_n:0:2,' kWt');
        {Writeln;}
        N_ns_ag:=N_n/kpd_el_dv;
        Writeln ('Moshnost nasos agregata NS N_ns_ag= ',N_ns_ag:0:2,'
kWt');
        {Writeln;}
        kpd_ns:=kpd_n*kpd_el_dv*(H_g/H_ns);
        Writeln ('Koeffitsent poleznogo deystviya NS kpd_NS= ',
(kpd_ns*100):0:2,' %');
        {Writeln;}
        N_ns:=n*9.81*H_ns*Q_ns_ag/kpd_ns;
        Writeln ('Moshnost NS N_ns= ',N_ns:0:2,' kWt');
        {Writeln;}
        E_ns:=N_ns*t_ns;
        Writeln ('Potreblyaemaya elektroenergiya NS E_ns:= ',E_ns:0:2,'
kWt*chas');
        {Writeln;}
        S_ns:=E_ns*b_el_en/1000000;
        Writeln ('Stoimost potrebyaemiy elektroenergi NS S_ns=
',S_ns:0:4,' mln.sum');
        {Writeln;}
goto P0;
GAES:clrscr;
        Writeln;
        Writeln ('Vvodite ishodniya dannii dla opredeleniya parametrov
GAES');
        Writeln;
        Write ('Obem vodi na vodoyome W(m3)= ');
        read (W);
        Writeln;
        Write ('Vremya raboti GAES v turbinnom rejime t_tr(chas)= ');
        read (t_ges);
        Writeln;
        Write ('Otmetka verxnego befa VB(m)= ');
        read (VB);
        Writeln;
        Write ('Otmetka nijnego befa NB(m)= ');
        read (NB);
        Writeln;
        Write ('Diametr napornogo vodovoda (truboprovoda) D(m)= ');
        read (D);
        Writeln;
        Write ('Dlina napornogo vodovoda (truboprovoda) L(m)= ');
        read (L);
        Writeln;
        Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya gidroturbini kpd_t= ');
        read (kpd_t);
        Writeln;

```

```

Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya gidrogeneratora kpd_gen=
');
read (kpd_gen);
Writeln;
Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya nasosa kpd_n= ');
read (kpd_n);
Writeln;
Write ('Koeffitsent poleznogo deystviya elektrodvigatela
kpd_el_dv= ');
read (kpd_el_dv);
Writeln;
Write ('Chislo gidroagregatov GAES n= ');
read (n);
Writeln;
Write ('Tarif elektroenergi b_el_en(sum/(kWt*chas))= ');
read (b_el_en);
Writeln;
clrscr;
Writeln ('R E Z U L T A T I P O O P R E D P A R A M E T R O V G A E
S');
Writeln;
Q_ges:=W/(t_ges*3600);
Writeln ('Rashod GAES v turbinnom rejime Q_tr= ',Q_ges:0:2,'
m3/sek');
{Writeln;}
Q_ns:=0.75*Q_ges;
Writeln ('Rashod GAES v nasosnom rejime Q_nr= ',Q_ns:0:2,'
m3/sek');
{Writeln;}
t_ns:=(W/Q_ns)/3600;
Writeln ('Vremya raboti v nasosnom rejime t_nr= ',t_ns:0:2,'
chas');
Q_ges_ag:=Q_ges/n;
Writeln ('Proxodimiy rashod vodi cherez agregat GAES v turbinnom
rejime Q_tr_ag= ',Q_ges_ag:0:2,' m3/sek');
{Writeln;}
Q_ns_ag:=Q_ns/n;
Writeln ('Proxodimiy rashod vodi cherez agregat GAES v nasosnom
rejime Q_nr_ag= ',Q_ns_ag:0:2,' m3/sek');
{Writeln;}
V_ges:=4*Q_ges_ag/(pi*sqr(D));
Writeln ('Skorost vodi v napornom vodovode GAES v turbinnom rejime
V_tr= ',V_ges:0:2,' m/sek');
{Writeln;}
V_ns:=4*Q_ns_ag/(pi*sqr(D));
Writeln ('Skorost vodi v napornom vodovode GAES v nasosnom rejime
V_nr= ',V_ns:0:2,' m/sek');
{Writeln;}
H_g:=VB-NB;
Writeln ('Geometricheski napor GES H_g= ',H_g:0:2,' m');
{Writeln;}
lam:=0.11*sqr(sqrt(0.06/D));
Writeln ('Koeffitsent gidravlicheskogo treniya lam= ', lam:0:4);
{Writeln;}
hw_ges:=1.1*lam*L*sqr(V_ges)/(D*2*g);
Writeln ('Poterya napora v napornom vodovode GAES v turbinnom
rejime hw_tr= ',hw_ges:0:2,' m');
{Writeln;}
hw_ns:=1.1*lam*L*sqr(V_ns)/(D*2*g);

```

```

Writeln ('Poterya napora v napornom vodovode GAES v nasosnom
rejime hw_nr= ',hw_ns:0:2,' m');
{Writeln;}
H_ges:=H_g-hw_ges;
Writeln ('Napor GAES v turbinnom rejime H_tr=',H_ges:0:2,' m');
{Writeln;}
H_ns:=H_g+hw_ns;
Writeln ('Napor GAES v nasosnom rejime H_nr=',H_ns:0:2,' m');
{Writeln;}
N_t:=9.81*H_ges*Q_ges_ag*kpd_t;
Writeln ('Moshnost gidroturbini v turbinnom rejime N_tr_t= ',
N_t:0:2,' kWt');
{Writeln;}
N_n:=9.81*H_ns*Q_ns_ag/kpd_n;
Writeln ('Moshnost nasosa v nasosnom rejime N_nr_n= ', N_n:0:2,'
kWt');
{Writeln;}
N_ges_ag:=N_t*kpd_gen;
Writeln ('Moshnost gidroagregata GAES v turbinnom rejime N_tr_ag=
',N_ges_ag:0:2,' kWt');
{Writeln;}
N_ns_ag:=N_n/kpd_el_dv;
Writeln ('Moshnost nasosnogo agregata GAES v nasosnom rejime
N_nr_ag= ',N_ns_ag:0:2,' kWt');
{Writeln;}
kpd_ges:=kpd_t*kpd_gen*(H_ges/H_g);
Writeln ('Koeffitsent poleznogo deystviya GAES v turbinnom rejime
kpd_tr= ', (kpd_ges*100):0:2,' %');
{Writeln;}
kpd_ns:=kpd_n*kpd_el_dv*(H_g/H_ns);
Writeln ('Koeffitsent poleznogo deystviya GAES v nasosnom rejime
kpd_nr= ', (kpd_ns*100):0:2,' %');
{Writeln;}
N_ges:=n*9.81*H_ges*Q_ges_ag*kpd_ges;
Writeln ('Moshnost GAES v turbinnom rejime N_tr_GAES=
',N_ges:0:2,' kWt');
{Writeln;}
N_ns:=n*9.81*H_ns*Q_ns_ag/kpd_ns;
Writeln ('Moshnost GAES v nasosnom rejime N_nr_GAES= ',N_ns:0:2,'
kWt');
{Writeln;}
E_ges:=N_ges*t_ges;
Writeln ('Virabotivaemaya elektroenergiya GAES v turbinnom rejime
E_tr_GAES:= ',E_ges:0:2,' kWt*chas');
{Writeln;}
E_ns:=N_ns*t_ns;
Writeln ('Potreblyaemaya elektroenergiya GAES v nasosnom rejime
E_nr_GAES:= ',E_ns:0:2,' kWt*chas');
{Writeln;}
kpd_GAES:=(H_g/H_ns)*(H_ges/H_g)*kpd_ges*kpd_ns;
Writeln ('Koeffitsent poleznogo deystviya GAES kpd_GAES= ',
(kpd_GAES*100):0:2,' %');
{Writeln;}
S_ges:=1.4*E_ges*b_el_en/1000000;
Writeln ('Stoimost virabotiniy elektroenergi GAES v turbinnom
rejime S_tr_GAES= ',S_ges:0:4,' mln.sum');
{Writeln;}
S_ns:=0.7*E_ns*b_el_en/1000000;
Writeln ('Stoimost potreblennykh elektroenergi GAES v nasosnom
rejime S_nr_GAES= ',S_ns:0:4,' mln.sum');

```

```
        {Writeln;}
        del_S:=S_ges-S_ns;
        Writeln ('Poluchaemiy dohod GAES S_dohod= ',del_S:0:4,' mln.sum');
goto P0;
P0: readln;
readln;
clrscr;
Write ('Vernutsa nachalo naberite "5" ');
read(GEU);
if GEU=5 then goto P4;
P5:end.
```



## Исходные данные, необходимые для проведения расчета стоимости 1 т у.т.

№ п/п	Вид топлива	Уд. вес в потреблении,* %	Стоимость натур. топлива с НДС, долл. США	Калорийный эквивалент	Цена 1 т у.т. в долл. США
			$C_{\text{ит}}$		$C_{\text{у.т}}$
1	Газ горючий природный тыс. куб. м		$C_{\text{газ}}$	1,15	$C_{\text{газ}} / 1,15$
2	Мазут тнГ		$C_{\text{мазут}}$	1,37	$C_{\text{мазут}} / 1,37$
3	Уголь тнГ		$C_{\text{уголь}}$	1,0	$C_{\text{уголь}} / 1,0$
	Местные виды топлива в том числе				
4	газ нефтедобычи (местный) тыс. куб. м		$C_{\text{газ местн}}$	1,15	$C_{\text{газ местн}} / 1,15$
5	брикеты / полубрикеты тнГ		$C_{\text{брикет}}$	0,6 / 0,45	$C_{\text{брикет}} / 0,6 (0,45)$
6	торф фрезерный / торф кусковой тнГ		$C_{\text{торф}}$	0,34 / 0,41	$C_{\text{торф}} / 0,34 (0,41)$
7	дрова куб. м		$C_{\text{дрова}}$	0,266	$C_{\text{дрова}} / 0,266$
8	отходы лесозаготовок куб. м		$C_{\text{отходы лес}}$	0,212	$C_{\text{отходы лес}} / 0,212$
	<b>ИТОГО</b>	100,0			Определяется расчетным путем**

\* - принимается из сложившегося топливного баланса республики на момент проведения расчета

\*\* - Средневзвешенная стоимость 1 т у.т. рассчитывается как сумма произведений стоимости 1 т у.т. в каждом виде топлива, участвующего в топливном балансе, на удельный вес соответствующего топлива

**Приложение 3**

**Эксплуатируемые Малые ГЭС Узбекистана**

Таблица 1

Наименование проекта ГЭС	Река	Расчетный расход м <sup>3</sup> /сек	Мощн. ГЭС, МВт	Кол-во блоков
Бозсуйская	канал Бозсу	48	4	4
Кадырынская	-	52	13,4	4
Бурджарская	-	45,4	6,4	2
Аккавакская №1	р.Чирчик	126,8	33	2
Кибрайская	канал Бозсу	73	11,2	1
Актепинская	-	45	15	1
Саларская	-	75	11,2	1
Н. Бозсуйская №1	-	45	10	1
Аккавакская №2	-	90	9	2
Наманганская №2	канал Янги	18,5	1,2	1
Шаариханская №6	канал Шаарихансай	21,6	11,4	2
Н. Бозсуйская №2	канал Бозсу	49	7	3
Н. Бозсуйская №3	-	96	11,2	2
Наманганская №1	Намангансай	18,5	2,4	1
Шейхантаурская	канал Бозсу	55	3,9	3
Шаариханская №7	Шаарихансай	44	7,7	2
Н. Бозсуйская №4	канал Бозсу	60	17,6	2
Н. Бозсуйская №6	-	60	4,4	2
Наманганская №3	Намангансай	18,5	2,4	1
Хишраузская	канал Даргом	65,3	22	3
Андижанская	Андижансай	5,6	2,5	2
ЮФК №3	Южный Ферганский к-л	35	3	2

**Приложение 4**

**Перечень Малых ГЭС, рекомендуемых к строительству**

Таблица 2

№ пп	Наименование ГЭС	Установленная мощность ГЭС, МВт	Среднегодовая выработка, млн. кВтч	Местоположение
1	Аксу	2.7	19.3	Кашкадарьинская обл
2	Багишамал - 2	6	33.5	Самаркандская область
3	БФК	19	133,0	Наманганская область
4	Голодностепская	9.5	32,0	Сырдарьинская область
5	Зарчобские ГЭС	72	201,0	Сурхандарьинская обл
6	Каркидонская	11	52.4	Ферганская область
7	Каттакурганская	10.5	28,0	Самаркандская область
8	Красный водопад	10	50,0	Ташкентская область
9	Пачкамарская	7	15	Кашкадарьинская обл
10	Семхоз	5	10	Наманганская область
11	Талимарджанская	5	15	Кашкадарьинская обл
12	Тюямуюнская пб	6,0	15,0	Хорезмская область
13	Шаудар	6.9	39.7	Самаркандская область
14	Шахриханская - 0	17.4	69.6	Андижанская область
15	Шахриханская - 1	19.6	80.5	Андижанская область
16	ЮФК - 2	7.9	42	Андижанская область
17	Янги Даргом	5,0	28,2	Самаркандская область

**Приложение 5**

**Основные показатели действующих ГЭС РУз**

Таблица 3

№ №	Наименование ГЭС и каскадов	Расчетный напор ГЭС, м	Средне-много-летний расход, м <sup>3</sup> /с	Расчетный расход ГЭС, м <sup>3</sup> /с	Установленная мощность, МВт	Ср.многол. выработка электроэнергии, млн.кВтч
1	Чарвакская	118.0	207.0	592.0	620.5	2000.0
2	Ходжикентская	34.00	228.0	570.0	165.0	560.0
3	Газалкентская	25.00	228.0	570.0	120.0	418.0
4	Тавакская	30.00	155.0	276.0	72.0	351.0
5	Чирчикская	35.50	155.0	274.0	84.0	428.0
6	Ак-Кавакская 1	35.60	68.6	130.0	24.0	171.6
7	Ак-Кавакская 2	12.00	72.0	90.0	9.0	66.0
8	Кибрайская	17.50	68.9	79.2	11.2	89.0
9	Кадирина	36.50	63.1	52.0	13.2	112.0
10	Саларская	17.20	63.0	73.2	11.2	85.00
11	Бозсуйская	13.00	43.8	46.0	4.0	29.0
12	Шейхантаурская	7.44	41.4	55.0	3.6	23.0
13	Бурджарская	18.50	36.9	45.0	6.4	45.0
14	Актепинская	36.00	31.0	45.0	14.0	80.0
15	Нижне-Бозсуйская 1	28.60	38.1	45.0	10.7	41.4
16	Нижне-Бозсуйская 2	27.50	33.8	65.0	7.0	15.4
17	Нижне-Бозсуйская 3	17.60	38.1	96.0	11.2	40.0
18	Нижне-Бозсуйская 4	35.10	39.9	60.0	17.6	100.0
19	Нижне-Бозсуйская 6	11.00	44.6	50.0	4.4	25.0
20	Фархадская ГЭС	30.3	538,0	477.0	118.7	500.0
21	Шахриханская 5А	34.3		44.0	11.4	14.08
22	Шахриханская 6А	21.25		44.0	7.68	8.84
23	ГЭС ЮФК-1	10.5		26.7	2.1	6.94
24	ГЭС ЮФК-3	22,5		35.0	6.7	14.88
25	ГЭС Хишрау	39.0	48.0	67.5	21.9	56.0
26	Иртышарская	16.8	14.0	45.0	6.4	4.0
27	Талигулян-1	15.0	15.0	24.0	3.0	4.0
28	Талигулян-3	22.4	16.5	43.0	8.8	3.0
29	Кудашская ГЭС					
30	Андижанская ГЭС					
31	Андижанская ГЭС-2					
32	Туямуюнская ГЭС					
33	Туполангская ГЭС					
34	Ургутская ГЭС					
35	Ахангаранская ГЭС					
36	Гиссаракская ГЭС					

