

Гидроэнергетика и ее роль в региональной интеграции стран Центральной Азии

Г. Н. Петров

Георгий Николаевич Петров – к.т.н., зав. лабораторией гидроэнергетики института водных проблем, гидроэнергетики и экологии Академии наук Республики Таджикистан. 1994–2001 гг. – вице-президент Госэнергокомпании Таджикистана «Барки Тоҷик». 1991–2001 гг. – директор института Таджикгидроэнергопроект. Заслуженный деятель Республики Таджикистан. В сферу интересов входят исследования, проектирование, строительство и эксплуатация ГЭС и энергосистем; экономика, национальное и международное право в области водного хозяйства. Автор 14 монографий и более 250 печатных работ.
Электронная почта: geomar@bk.ru

Гидроэнергетика является одним из хорошо известных и успешно используемых вот уже почти 200 лет энергетических ресурсов. Интерес к ней в последнее время вновь возрос, в связи с обострившейся ситуацией вокруг органического топлива – неуверенностью в ресурсах, ростом цен и ужесточением экологических требований.

На этом фоне данный энергетический ресурс обладает только положительными качествами. Гидроэнергия является возобновляемым ресурсом и практически неисчерпаемым, даже при самых пессимистических сценариях изменения климата на планете. Она оказывает минимальное влияние на окружающую среду и поэтому является одним из самых экологически чистых источников энергии. И, наконец, она одна из самых дешевых видов энергии. Себестоимость ее производства на уже построенных ГЭС, менее 0.1 цента/кВт.ч., а с учетом транспортировки до потребителей, порядка 0.5 цента/кВт.ч. Даже для новых ГЭС, при включении в себестоимость инвестиционной составляющей, она не превышает 3.5–4.0 цента/кВт.ч.

Но наряду с этими положительными свойствами, гидроэнергетика обладает некоторыми особенностями, которые в определенной мере являются и ее недостатками.

Прежде всего, гидроэнергетика, в отличие от нефти, газа и даже угля не является универсальным ресурсом – ее использование привязано к зоне ее формирования – рекам.

При этом она распределена на земле крайне неравномерно, и лишь сравнительно небольшое количество стран обладает запасами гидроэнергии, достаточными для промышленного использования. В Таблице 1 приведены показатели двадцати стран мира с самыми большими потенциаль-

ными запасами гидроресурсов. Видно, что даже в этом списке, ресурсы последней страны более чем в десять раз меньше, чем у первой.

Существенным недостатком гидроэнергии, как энергетического ресурса, является ее изменчивость. Даже в среднегодовом разрезе, расходы воды в реках изменяются более чем в два раза, а в суточном в десятки раз.

Все это показывает, что гидроэнергия обладает достаточно ограниченными возможностями в качестве самостоятельного ресурса. В полной мере ее преимущества проявляются только в кооперации с другими энергоресурсами, прежде всего, с тепловой энергетикой. Серьезной проблемой гидроэнергетики является то, что ее энергетический ресурс – вода, используется также в других отраслях: бытовом секторе, промышленности и особенно, в орошаемом земледелии, где в последнее время все больше ощущается ее дефицит.

Таким образом, как положительные, так и отрицательные свойства гидроэнергетики однозначно свидетельствуют о целесообразности, полезности и даже необходимости ее кооперации, как с другими видами энергетики, так и другими секторами экономики. Все это возможно только за счет широкой интеграции, как в национальных, так и, особенно, в региональных рамках, по отраслям и странам.

Таблица 1

*Показатели стран
с самым большим
потенциалом
гидроресурсов*

№ п/п	страна	Потенциальные ресурсы (млрд кВт.ч/год)	Численность населения (млн человек)	Собственное потребление (млрд кВт.ч/год)	Экспортный потенциал (млрд кВт.ч/год)
1.	Китай	1 923 304	1 200	6 000 000	-4 076 696
2.(1)	Россия	1 670 000	148.0	740 000	930 000
3.	США	1 285 092	260.0	1 300 000	-14 908
4.	Бразилия	1 166 600	159.0	795 000	371 600
5.(2)	Заир	774 000	39.0	195 000	579 000
6.	Индия	736 225	915.0	4 575 000	-3 838 775
7.(4)	Канада	631 713	27.3	136 500	495 213
8.(3)	Таджикистан	527 000	7.2	30 000	497 000
9.(5)	Норвегия	412 500	4.32	21 600	390 900
10.	Индонезия	401 646	190	950 000	-548 354
11.	Перу	395 118	24.0	120 000	275 118
12.	Венесуэла	260 720	21.8	109 000	151 720
13.	Турция	215 000	60.8	304 000	-89 000
14.	Колумбия	200 000	35.0	175 000	25 000
15.	Австралия	198 000	21.5	107 500	90 500
16.	Мадагаскар	180 000	12.4	62 000	118 000
17.	Непал	179 000	18.5	92 500	86 500
18.	Аргентина	171 720	34.5	172 500	-780
19.	Чили	162 232	14.0	70 000	92 232
20.	Эфиопия	162 000	50.0	250 000	-88 000

Естественно, что о такой широкомасштабной интеграции имеет смысл говорить только со странами, обладающими достаточно большими запасами гидроэнергии. Как видно из Таблицы 1, Таджикистан относится именно к таким странам. Он является лидером Центральной Азии по запасам гидроресурсов и занимает восьмое место в мире по абсолютным запасам гидроэнергии, первое – по ее удельным запасам на единицу территории, третье – по удельным запасам на душу населения и также третье по экспортному потенциалу. В Таджикистане, площадь территории и численность населения которого составляют 0.1% от мировых, сосредоточено 4% общемирового гидроэнергетического потенциала. В СНГ он находится на втором месте после России, в Центральной Азии – на первом. Экспортный потенциал этой страны превышает современные потребности всего региона. С учетом возможностей Кыргызстана, запасы гидроресурсов которого составляют примерно 20% от таджикских, позиции гидроэнергетики в Центральной Азии становятся еще прочнее.

Понятно, что национальным интересом Таджикистана и Кыргызстана является интеграция с другими странами региона для использования своих гидроресурсов.

Заинтересованность этих двух республик в региональной интеграции связана также с тем, что, как показано в Таблице 2 и на Рисунке 1, кроме гидроресурсов у них практически отсутствуют промышленные запасы других энергоносителей, в то же время имеющиеся в избытке в других странах региона.

Таблица 2

Ресурсный потенциал энергетики стран Центральной Азии (по состоянию на 2000 год)

Энергоресурсы	Казахстан	Кыргызстан	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан	ЦАР
Уголь * (млрд тонн)	34.1	1.34	0.67	незначит.	4	40.4
Нефть * (млн тонн)	2760	11.5	5.4	75	81	2933
Газ (* млрд м ³)	1841	6.54	9.2	2860	1875	6592
Уран (** тыс. тонн)	601	незначит.	незначит.	незначит.	83.7	684.7
Гидропотенциал (** * ТВт.ч./год)	27	52	317	2	15	413
НВИЭ с МГЭС (ТВт.ч./год)	66	незначит.	18.4	нет данных	нет данных	84.4

* По углю, нефти и природному газу приводятся объемы разведанных запасов

** Оценка МИРЭС разведанных запасов урана с издержками добычи – до \$130 /кг

*** Экономически эффективный гидропотенциал

Также другие страны региона заинтересованы в интеграции и в использовании водно-энергетических ресурсов, не говоря уже о низкой цене и неисчерпаемости гидроэнергетики как возобновляемого источника энергии.

«Страны нижнего течения», где расположены основные массивы орошаемых земель, заинтересованы в устойчивом обеспечении водными ре-

сурсами, которые, как показывает Таблица 3, формируются в основном в Таджикистане и Кыргызстане.

Рисунок 1

Структура
годовых запасов
энергоресурсов
Таджикистана
(млн т. н. э.)



Государство	Речной бассейн		Бассейн Аральского моря	
	Сырдарья	Амударья	км³	%
Казахстан	2.426	-	2.426	2.1
Кыргызстан	27.605	1.604	29.209	25.1
Таджикистан	1.005	49.578	50.583	43.4
Туркменистан	-	1.549	1.549	1.2
Узбекистан	6.167	5.056	11.223	9.6
Афганистан и Иран	-	21.593	21.593	18.6
Всего бассейн Аральского моря	37.203	79.280	116.483	100

Таблица 3

Поверхностные
водные ресурсы
бассейна
Аральского моря
(среднегодовой
сток, км³ в год)

Источники:
НИЦ МКВК, 2000

Интеграция энергосистем гидро- и тепловой энергетики представляет определенный интерес также с точки зрения регулирования частоты электрического тока, более эффективно осуществляемой ГЭС по сравнению с ТЭС.

Существуют также общие для всех стран региона факторы, показывающие выгодность интеграции. Так, объединение энергосистем, даже в чисто техническом отношении имеет много положительных моментов:

- Объединенная энергосистема при достаточно большом охвате территории с разными часовыми поясами позволяет оптимизировать графики

потребления электроэнергии, прежде всего суточные, смягчить резкие пики и провалы нагрузок. Это позволяет увеличить продолжительность использования электроагрегатов и уменьшить установленную мощность станций при сохранении той же выработки электроэнергии;

- В объединенной энергосистеме также могут быть уменьшены, зачастую очень существенно, аварийные резервы на отдельных электростанциях;
- В объединенной энергосистеме может улучшиться ее структура за счет оптимального использования электростанций разного типа. Это особенно характерно для Центральной Азии, где энергосистемы Таджикистана и Кыргызстана представлены в основном высокоманевренными гидравлическими станциями, а энергосистемы Узбекистана, Казахстана и Туркменистана – работающими лучше всего в базе нагрузок, тепловыми электростанциями.
- Объединение энергосистем повышает надежность и безопасность энергоснабжения потребителей, увеличивает возможности систем, упрощает и улучшает их управляемость.

В конечном счете, все это создает существенный экономический эффект, как для всей объединенной энергосистемы в целом, так и для отдельных ее составляющих.

Также очень важно отметить, что для интеграции в области использования водно-энергетических ресурсов в Центральной Азии уже создана необходимая инфраструктура. В энергетике это – Объединенная энергетическая система со всеми своими элементами, в водном хозяйстве – межгосударственные системы каналов и сооружений на них.

И в тоже время, несмотря на все благоприятные предпосылки, в Таджикистане и Центральной Азии все последние годы после распада СССР и обретения в 1991 году странами региона независимости, гидроэнергетика практически не развивалась. За все эти годы, введена в строй единственная Сангтудинская ГЭС-1 на реке Вахш, мощностью 670 МВт, строительство которой начато еще в 80-е годы прошлого века. При этом программами развития только Таджикской ССР на 1991–1995 годы, предусматривался ежегодный ввод в строй новых мощностей ГЭС, порядка 800 МВт¹.

Не лучше ситуация обстоит и с интеграцией стран, совместно используемых водные ресурсы теперь уже трансграничных рек. Единственное подписанное в этой области в 1998 году рабочее Соглашение об использовании водно-энергетических ресурсов реки Сырдарьи выполняется с большими трудностями.

Одной из причин этого является достаточно низкая привлекательность гидроэнергетики для крупных инвесторов. Строительство крупных ГЭС

¹ Концепция развития гидроэнергетики СССР на период 1991–2005 гг. Минэнерго СССР, Государственное проектно-изыскательское объединение (ГПИО) «Энергопроект», Москва, 1990.

требует долговременного отвлечения крупных финансовых и материальных средств. Инвестиционный рейтинг Таджикистана и Кыргызстана довольно низок, а риски высоки, тарифы на электроэнергию составляют 2 цента/кВт.ч. В результате, многие проекты ГЭС, особенно в отдаленных горных районах с неразвитой инфраструктурой, являются сегодня не только не сверхприбыльными, как иногда представляется правительствам этих стран, но даже экономически неэффективными.

Для повышения экономической эффективности гидроэнергетики необходимо ее развитие не в виде строительства отдельных несвязанных между собой ГЭС, а в виде планомерного, непрерывного и долговременного процесса. К примеру, каскадное строительство ГЭС. При таком строительстве затраты на инфраструктуру, освоение территории, создание строительной организации, подготовку кадров и прочее, распределяются на все станции каскада, существенно удешевляя стоимость каждой из них. Эффект такого подхода был хорошо известен во времена СССР. Например, в 80-е годы прошлого века при строительстве каскада ГЭС на реке Вахш (Рогунская, Шуробская, Нурекская, Байпазинская, Сангтудинские-1,2) их удельная стоимость составляла \$700 на 1 кВт установленной мощности. А удельная стоимость изолированно строящейся в те же годы Памирской ГЭС-1 на реке Гунт была равна \$3500 за 1 кВт.ч.

Такая стратегия возможна для Таджикистана, где имеется более 80 только уже выбранных и обследованных створов для строительства крупных ГЭС. Для еще большего повышения эффективности такой стратегии развития, в том числе и самого строительного комплекса, целесообразно унифицировать параметры и размеры гидроузлов. Анализ показывает, что, например, для Таджикистана наиболее эффективной высотой плотин, обеспечивающей, как полное освоение гидроресурсов, так и необходимое сезонное и многолетнее регулирование стока для ирригации региона, является высота от 75 до 100 м.

Аналитические зависимости, описывающие развитие такой системы гидроэнергетики имеют следующий вид:

$$N_n = N_0 \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \psi (\beta^i \tau_0 - c)}{s} \right)$$

$$\sum U_n^{>c} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left(\alpha N_0 \psi (\beta^i \tau_0 - c) \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \psi (\beta^i \tau_0 - c)}{s} \right) \right)$$

$$\sum U_n^{<c} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left((1 - \alpha) N_0 \psi (\beta^i \tau_0 - c) \times \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \psi (\beta^i \tau_0 - c)}{s} \right) \right)$$

где:

N_i – мощность всех станций энергосистемы в год «i», $i = 0, 1, 2...$

Ч – число часов использования установленной мощности энергосистемы, часов в год,

τ_0 – начальный тариф на электроэнергию,

$\tau_1 = \beta \tau_0$ – тариф на электроэнергию в год $t = 1$,

β – ежегодный рост тарифов на электроэнергию,

c – себестоимость электроэнергии для энергосистемы,

S – удельная стоимость строительства новой ГЭС,

$U_n^{\text{э.с.}}$ – годовая прибыль энергосистемы,

$U_n^{\text{гос.}}$ – прибыль, получаемая государством от энергосистемы,

α – доля общей прибыли, остающаяся в энергосистеме для ее развития,

$(1 - \alpha)$ – доля общей прибыли, получаемая от энергосистемы государством.

Разработанная с использованием этих зависимостей оптимизационно-имитационная математическая модель позволяет рассчитывать и оптимизировать основные результаты развития гидроэнергетики при известных начальных параметрах. Пример такого расчета показан ниже.

Важной особенностью этой модели является возможность оптимизации налоговой политики государства в отношении гидроэнергетики, исходя из критерия получения государством максимальной прибыли. Расчеты показывают, что оптимальная налоговая политика в гидроэнергетике зависит только от конечной мощности развивающейся энергосистемы и не зависит от ее тарифной политики. Приведенные на Рисунках 2 и 3 графики показывают оптимальные значения параметра налогообложения « α » (точки пересечения кривых) и соответствующие им сроки освоения планируемой мощности гидроэнергосистемы. Видно, что в зависимости от заданной конечной мощности энергосистемы, 15-60 тыс. МВт, оптимальные сроки ее освоения довольно длительные – 20-40 лет.

Расчет технико-экономических параметров развития гидроэнергетики. Имитационно-оптимизационная модель (на примере энергосистемы Таджикистана)

Исходные данные		Результаты						
NO =	4400 мВт	год	5	10	15	20	25	30
Ч =	4000 час/год	Nt	4726	5461	7080	10990	22500	69794
τ_0 =	1 цент/кВт.ч	U _{гос}	431	1290	3201	7959	22751	89053
c =	0.5 цента/кВт.ч	τt	1.61	2.59	4.18	6.73	10.83	17.45
β =	1.1 б/р							
S =	1000 \$/кВт							
α =	0.5 б/р							

N – МВт
 U – млн \$
 τ – цент/кВт.ч.

Второй причиной отсутствия реальных успехов в развитии гидроэнергетики в Таджикистане и Кыргызстане является конфликт ее интересов с ирригацией, в развитии которой заинтересованы страны нижнего течения рек – Казахстан, Туркменистан, Узбекистан. Вследствие несогласован-

ных действий в водно-энергетической сфере в бассейне реки Сырдарьи в 2006–2008 годы сложилась критическая ситуация. Глубокая сработка Токтогульского водохранилища привела к резкому дефициту воды в бассейне, а связанная с этим нерешенность вопросов купли-продажи энергоносителей грозит серьезным дефицитом электроэнергии в Кыргызстане. К сожалению, в этой ситуации гидроэнергетика вместо того, чтобы стать фактором, способствующим объединению стран региона, может сегодня стать серьезным тормозом интеграционных процессов.

Такое положение нельзя объяснить, как это сейчас часто делается, маловодьем реки Сырдарьи. При среднем значении ее водности за все время наблюдений с 1910 года – 11.68 км³, она все последние 10 лет была выше нормы (см. Таблицу 4) и в среднем составляла 14.06 км³ (120%). Поэтому пониженная водность 2008 года – 85% от нормы не может служить обоснованием сегодняшнего кризиса. Полезный объем Токтогульского водохранилища – 14 км³ мог бы без труда нивелировать такое мизерное уменьшение стока, тем более что это и является его основной задачей².

Таблица 4

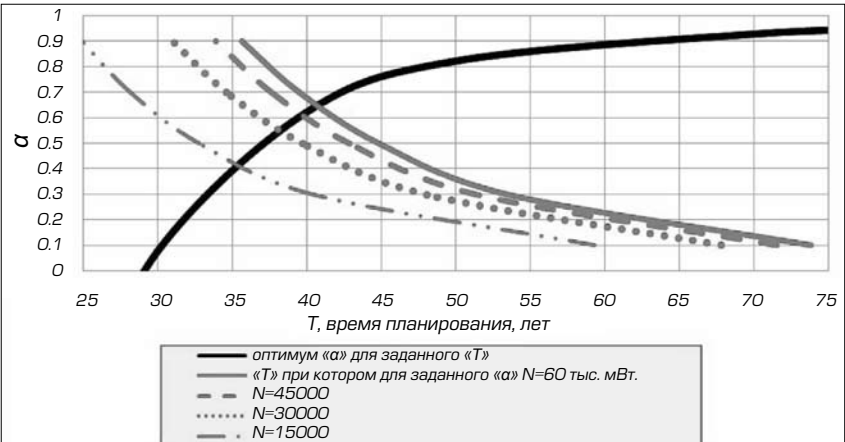
Годовой сток
Сырдарьи у
Токтогульской ГЭС
за последние 10 лет

год	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
объем (км ³)	13.8	14.46	12.62	12.54	16.67	15.67	16.72	13.73	12.55	11.85

Глубокая сработка Токтогульского водохранилища в 2007–2008 годы и похожие на нее сработки 1997 и 2001 годов также не являются необходимыми с точки зрения национальных интересов энергетического режима работы самой Токтогульской ГЭС. Чтобы показать это, на Рисунках 4-6 приведены рассчитанные с помощью математической модели режима работы Токтогульской ГЭС за весь период с 1991 года: фактический, максимизирующий выработку электроэнергии без каких-либо ограничений и максимизирующий ее при ограничении годового объема диапазоном 5200-6500 млн кВт.ч. в год.

Рисунок 2

Оптимальное «а»
при «β» = 1.05



² К тому же, называемая сегодня водность реки Нарын-85% относится к июлю, и, как показывают наблюдения за аналогичной рекой Вахш, уже в августе может быть увеличена.

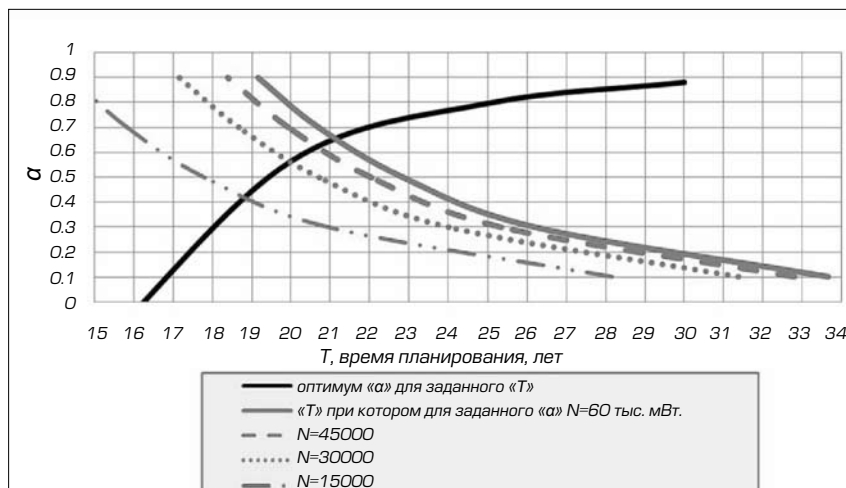


Рисунок 3

Оптимальное «а» при «β» = 1.15

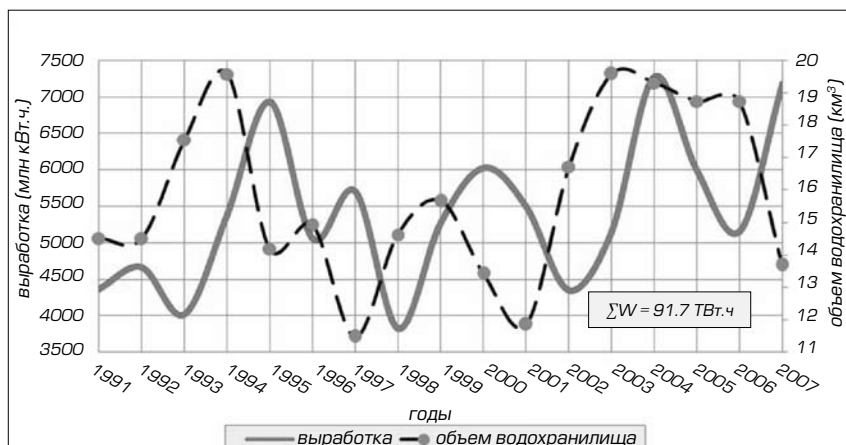


Рисунок 4

Фактический режим работы Токтогульской ГЭС в 1991–2007 гг.

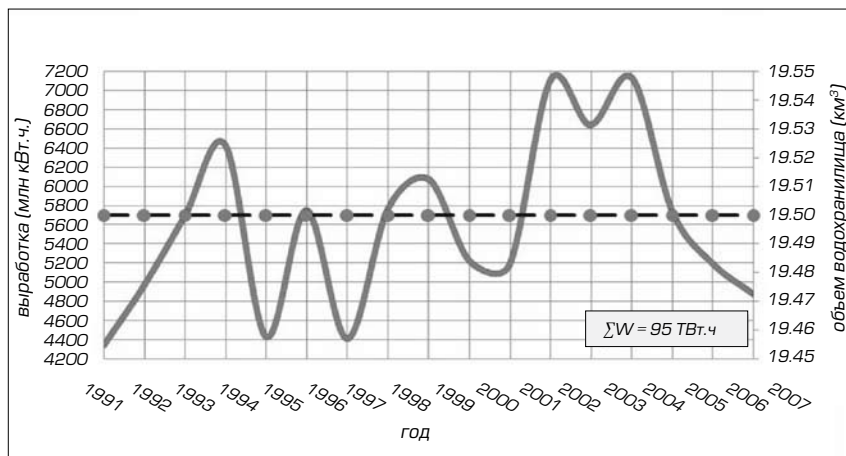
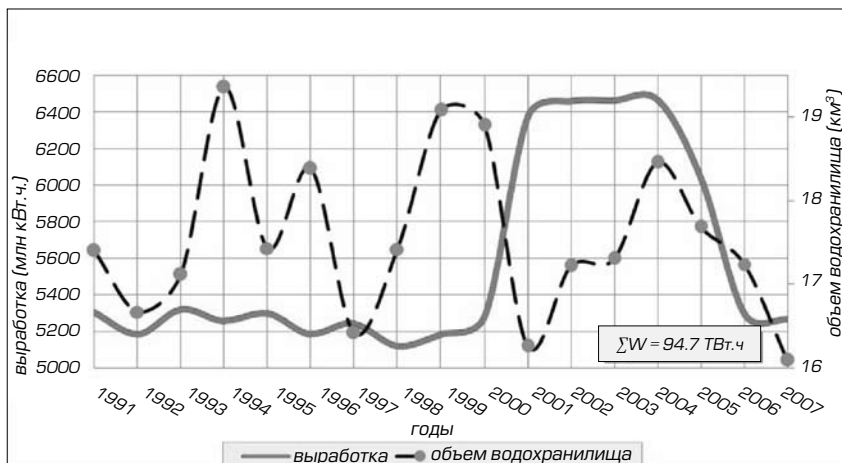


Рисунок 5

Максимизация общей за весь период выработки электроэнергии без ограничений

Рисунок 6

Максимизация
общей выработки
электроэнергии
при ограничении ее
объема диапазоном:
5200–6500 млн
кВт.ч./год



Видно, что фактический режим работы Токтогульской ГЭС хуже его расчетных режимов, как с точки зрения региональных (ирригация стран нижнего течения), так и национальных (энергетика) интересов Кыргызстана. При фактическом режиме Токтогульской ГЭС имели место очень большие объемы сработки водохранилища – до 8 км^3 [а к февралю 2009 года даже до 12 км^3]. Эти сработки производились в основном в зимний, дефицитный для энергетики период, в результате чего и возник летний дефицит водных ресурсов для орошения. При этом сам Кыргызстан не получил от такого режима никакой выгоды для собственной энергетики. Даже наоборот, фактическая выработка электроэнергии за весь рассматриваемый период составила $91.7 \text{ ТВт}\cdot\text{ч}$. (см. Рисунок 4), это меньше тех показателей, которые можно было достигнуть при оптимальных энергетических режимах $95.0 \text{ ТВт}\cdot\text{ч}$ (см. Рисунок 5) или $94.7 \text{ ТВт}\cdot\text{ч}$ (см. Рисунок 6).

В этой ситуации очень важно выяснить причины сложившегося положения и понять, что нужно сделать, чтобы вернуть доверие гидроэнергетике. Причина сегодняшнего кризиса в бассейне реки Сырдарьи проанализирована выше – она в неоптимальном регулировании стока Токтогульским водохранилищем (см. Рисунки 4-6).

В свою очередь, причиной такого неоптимального регулирования является отсутствие технико-экономических механизмов взаимоотношения стран Центральной Азии в области комплексного использования водно-энергетических ресурсов в бассейне. Вопрос взаимоотношений между странами ЦА в области использования водно-энергетических ресурсов трансграничного бассейна Сырдарьи имеет уже довольно длительную историю. Необходимость согласованного подхода к этому вопросу стала понятна сразу же после распада СССР в 1991 году. В результате, в первой половине 90-х годов, странами региона были подписаны сначала декларативные Алма-Атинское (1992), Кызылординское (1993) соглашения и Нукуская декларация (1995), а в 1998 году более конкретное «Соглашение между правительствами Республики Казахстан, Кыргызской Республики и Республики Узбекистан об использовании водно-энергетических

ресурсов бассейна реки Сырдарьи» (г. Бишкек, 17 марта 1998 г.), к которому в 1999 году присоединился Таджикистан.

Последнее соглашение носило рамочный характер, но в нем (см. ст. 4) был закреплён основной принцип взаимоотношений – взаимных услуг и компенсаций:

«Дополнительно выработанная каскадом Нарын-Сырдарьинских ГЭС электрическая энергия, связанная с режимом попусков воды в вегетацию и многолетним регулированием стока в Токтогульском и Кайраккусском водохранилищах, сверх нужд Кыргызской Республики и Республики Таджикистан, передаются в Республику Казахстан и Узбекистан поровну.

Компенсация ее осуществляется поставками в Кыргызскую Республику и Республику Таджикистан в эквивалентном объеме энергоресурсов (уголь, газ, мазут, электроэнергия), а также другой продукции (работ, услуг) или в денежном выражении по согласованию, для создания необходимых ежегодных и многолетних запасов воды в водохранилищах для ирригационных нужд».

Для эффективного выполнения этого соглашения его нужно было бы дополнить соответствующими конкретными методиками расчета объема услуг и компенсаций, их эквивалентной стоимости, а также определить функции всех основных гидроузлов бассейна в общем регулировании речного стока³.

К сожалению, вместо этого принципы соглашения стали постепенно разрушаться. Прежде всего, для двух стран зоны формирования стока были установлены разные схемы взаимоотношений: для Кыргызстана – компенсаций, для Таджикистана – обмена электроэнергией. Причем Таджикистан, оказывая услуги по регулированию стока, не только не получал каких-либо компенсаций, но даже приплачивал за это поставками электроэнергии. Трудно найти пример подобных взаимоотношений в условиях современного рынка.

Далее, вместо четырехсторонних ежегодных дополнительных договоров и протоколов к соглашению, странами стали подписываться сепаратные двухсторонние.

При этом вместо компенсаций, в отношения Кыргызстана с Узбекистаном и Казахстаном были внедрены прямые рыночные схемы купли-продажи электроэнергии и энергоносителей, цены на которые страны стали устанавливать без какого-либо согласования их друг с другом. При этом было упущено из вида, что в предусмотренной в Соглашении 1998 года схеме компенсаций, цены могут играть только условную роль – необходимо только, чтобы объемы потерянной странами электроэнергии компенсировались равными же объемами. Кстати, именно такая ценовая схема была с самого начала принята в отношении Таджикистана, и она действует до сих пор.

³ Так, как например это было сделано в «Соглашении между правительствами Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии». Бишкек, 17 июня 1999 г.

Свою лепту в размывание установленных Соглашением 1998 года принципов, внесли также Кыргызстан и Таджикистан, постоянными заявлениями о необходимости придать речной воде статус товара и получать за нее прямую оплату, как за ресурс.

В результате этого, Соглашение по бассейну реки Сырдарьи, к 2003 году практически потеряло свою силу.

Большую негативную роль в этом сыграл Научно-информационный центр Межгосударственной координационной водохозяйственной комиссии Центральной Азии (НИЦ МКВК). Вместо того чтобы содействовать сближению позиций, он стал, по сути дела, способствовать конфликту. Именно ему в 2006 году принадлежит инициатива полного прекращения деятельности Соглашения и замены его новым⁴. При этом, в разработанном под его руководством новом проекте соглашения были потеряны все согласованные ранее принципы взаимоотношений. В итоге, ни одна из стран бассейна не подписала новое соглашение, и Азиатский банк развития (АБР) был вынужден закрыть проект. При этом заместитель директора НИЦ МКВК Вадим Соколов официально заявляет, что «энергетика, в силу своей специфики, имеет коммерческий характер еще с советского времени. Земледелие в условиях аридного климата Узбекистана, где невозможно обойтись без сельскохозяйственного орошения, носит социальный характер»⁵. И делает это от лица региональной организации не только без согласования, но даже без обсуждения со странами бассейна. Такие заявления могут только возбуждать общественное мнение, и без того достаточно напряженное. Что же касается сути вопроса, то в действительности, как энергетика, так и сельское хозяйство всех стран Центральной Азии сегодня функционируют на рыночных принципах.

И поэтому можно согласиться с точкой зрения вице-премьера Кыргызстана Игоря Чудинова, что «соседние государства имеют возможность построить на собственной территории гидротехнические сооружения и осуществлять регулирование стока самостоятельно. Если же в вопросе регулирования водного стока они прибегают к услугам других государств, то эти услуги должны быть оплачены»⁶.

Правда недавно, директор НИЦ МКВК профессор Виктор Духовный на совещании в министерстве энергетики Кыргызстана в Бишкеке 16 мая 2008 года предложил принцип компенсаций – «сколько и по какой цене взяли электроэнергию летом для получения воды – столько же и по такой же цене – отдали электроэнергию зимой»⁷. Это именно тот подход, который был заложен в соглашении 1998 года. Таким образом, НИЦ МКВК потребовалось ровно 10 лет, чтобы согласиться с ним. Правда, нужно признать, что ни в подготовке, ни в подписании Соглашения по реке Сырдарье 1998 года НИЦ МКВК не принимал никакого участия.

⁴ Проект АБР RETA 6163 «Совершенствование управления совместно используемыми водными ресурсами Центральной Азии».

⁵ Фергана.Ру. 15.07.2008.

⁶ Пресс-служба ОАО «Электрические станции» КАБАР, 31.07.2008 г.

⁷ ЦентрАзия, 5.08.2008 г.

Для выхода из сегодняшнего кризиса взаимоотношений стран Центральной Азии в вопросе совместного использования водно-энергетических ресурсов целесообразно вновь вернуться к основным принципам Соглашения 1998 года, доработав его упомянутыми выше механизмами.

Размеры компенсаций каждому гидроузлу и распределение функций между ними при этом можно определить следующим образом. Сначала для всех гидроузлов, последовательно, начиная сверху вниз по течению, рассчитываются режимы регулирования стока, соответствующие национальным интересам стран-владельцев этих гидроузлов. То есть расчеты ведутся сначала для Токтогульского гидроузла, затем Андижанского и, наконец, Кайраккумского. При этом приток к Кайраккумскому водохранилищу, являющийся для него исходными данными для расчетов режима, определяется попусками из двух вышерасположенных водохранилищ, с учетом боковой приточности и отбора. Это, так называемое, независимое регулирование стока каскадом водохранилищ.

Затем рассчитанные таким образом режимы корректируются с целью удовлетворения требований (спроса) на воду нижележащих стран. Такие расчеты режимов проводятся при этом в обратном порядке, от самого нижнего водохранилища (Кайраккумского) к самому верхнему (Токтогульскому). Причем все последующие водохранилища подключаются к регулированию стока только в случае, если спрос на воду нижележащих стран не может быть удовлетворен нижележащими водохранилищами. Это, так называемое, компенсирующее регулирование в каскаде.

Разница между этими двумя режимами, для каждого гидроузла в виде потерь при переходе от независимого к компенсирующему регулированию, и определяет объемы регулирования стока и причитающиеся этому гидроузлу компенсации.

Основными потерями для гидроузлов в рассматриваемом случае является недовыработка электроэнергии (общая, за наиболее дефицитный период года и т. п.). Это позволяет рассчитать цену за услуги по регулированию стока и построить кривую предложения на эти услуги. Необходимые для этого параметры гидроузлов в бассейне Сырдарьи приведены в Таблице 5.

Таблица 5
Удельные расходы воды на выработку электроэнергии ГЭС в бассейне реки Сырдарья

ГЭС	Токтогульская	Андижанская	Кайраккумская
q (м³/кВт.ч.)	2.46	4.74	18.75
Эквивалентная стоимость воды (кВт.ч./100 м³)	40.65	21.01	5.33

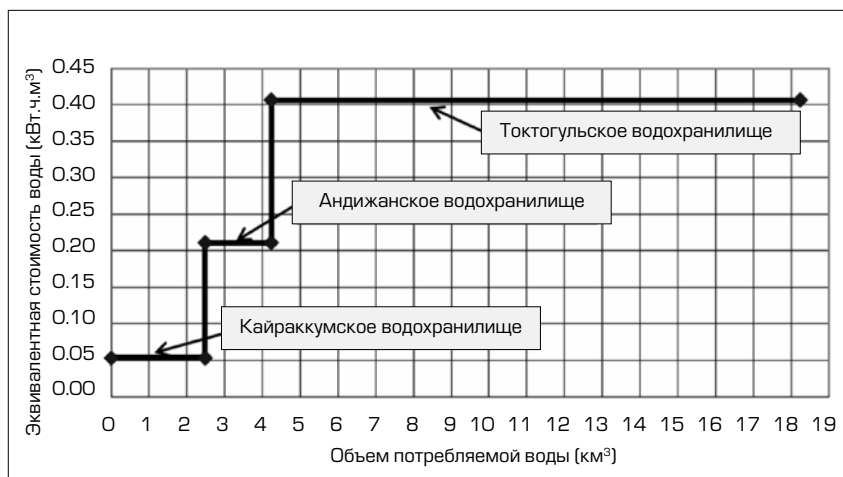
В качестве «цены» на воду на Рисунке 7 принят ее эквивалент в виде электроэнергии. Это снимает такие вопросы, как инфляция, различие валют стран Центральной Азии и их неконвертируемость, различие национальных подходов к цено- и налогообложению и прочие, им подобные.

Видно, что стоимость регулирования стока для разных водохранилищ бассейна различается почти в 10 раз. Это доказывает экономическую эф-

эффективность предлагаемой схемы разделения их функций – более выгодно использовать вначале дешевые нижние водохранилища и только после этого подключать верхнее – Токтогульское. При этом вполне вероятно, что необходимость в последнем будет возникать только раз в несколько лет, при наступлении маловодья. Но, как показывает Рисунок 8 в последнее время, начиная с 1991 года, все именно так и происходило. При этом нужно помнить, что такое непостоянное участие Токтогула в регулировании стока компенсируется его ценой, в 10 раз превышающей цену регулирования Кайраккумом.

Рисунок 7

«Стоимость» воды
при регулировании
стока
водохранилищами
в бассейне реки
Сырдарья



Литература:

Зырянов А. Г. (2007) *Состояние и проблемы совместного использования водных и энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья*. Специальная программа ООН для экономик Центральной Азии (СПЕКА). 15-ая сессия Проектной рабочей группы по водным и энергетическим ресурсам. Бишкек, Кыргызстан. 14-15 ноября 2007.

Норматов И. Ш., Петров Г. Н. (2007) *Экономические вопросы развития гидроэнергетики Таджикистана*. Республиканский пресс-центр. Душанбе.

Основные положения водной стратегии бассейна Аральского моря (1996). Межгоссовет по проблемам Аральского моря. Алма-Ата–Бишкек–Душанбе–Ашхабад–Ташкент.

Петров Г. Н., Зырянов А. Г. (2001) *Разработка демонстрационной оптимизационно-имитационной модели многолетнего регулирования стока реки Сырдарья Токтогульским водохранилищем*. Программа бассейна Аральского моря. Проект ГЭФ: Управление водными ресурсами и окружающей средой. Подкомпонент А1 «Управление водными ресурсами и солями на региональном и национальном уровнях». Бишкек – Душанбе – Ташкент.

Петров Г. Н., Халиков Ш. Х. (2006) К вопросу о развитии гидроэнергетики Таджикистана. *Экономика Таджикистана: стратегия развития*. Душанбе, № 3.

Petrov G. N. (2003) Tajikistan's Hydropower Resources. Central Asia and the Caucasus. *Journal of social and Political Studies*. Sweden. 3 (21).

Strengthening Cooperation for Rational and Efficient use of Water and Energy resources in Central Asia (2004) *Special Program for the Economies of Central Asia Project Working Group on Energy and Water Resources*. ECE/ESCAP. United Nations. New York.

The International Journal on Hydropower & Dams (1997) *World Atlas and Industry Guide*.