

**Академия наук Республики Таджикистан
Институт водных проблем, гидроэнергетики и экологии**

И. Ш. НОРМАТОВ, Г. Н. ПЕТРОВ

Экономические вопросы развития гидроэнергетики Таджикистана

**Республиканский Пресс-центр
Душанбе - 2007**

Оглавление

	стр.
Введение	3
1. Развитие энергосистемы в рамках государственной собственности	5
1.1 Гидроэнергетика и государство. Налоги, сборы и другие регуляторы деятельности энергосистемы	5
1.2 Вывод основных аналитических зависимостей	6
1.3 Расчеты вариантов и анализ результатов	9
1.4 Мировой опыт развития гидроэнергетики. Пример Норвегии	26
2. Коммерческое развитие энергосистемы	30
2.1 Основные положения современной методики расчета эффективности ..	30
2.2 Коммерческое развитие гидроэнергетики за счет собственных средств ..	32
2.3 Коммерческое развитие гидроэнергетики за счет кредита	40
2.4 Коммерческое развитие гидроэнергетики и акционерный капитал	46
2.5 Оценка современного метода определения экономической эффективности проектов	51
3. Территориальное размещение ГЭС	56
Заключение	60
Список литературы	61

Введение

Любая гидроэнергетика, и таджикская в том числе, использует давно и хорошо известные в мировой практике технологии. Это относится, как к самому процессу преобразования воды в электроэнергию, так и к применяемым строительным конструкциям. Даже терминология и в том и в другом случае используется общемировая: энергия, турбина, генератор, трансформатор, реле, туннель, дамба, понур, флютбет – все это интернациональные термины, давно и прочно вошедшие в обиход специалистов - гидроэнергетиков.

Причем в отличие от многих других технологий, гидроэнергетика уже достигла своего самого высокого, почти предельного, уровня – коэффициент полезного действия (КПД) преобразования энергии воды в электричество сегодня равен почти 90%, в отличие от других технологий выработки электроэнергии, например на тепловых станциях, где КПД, обычно, не превышает 30÷60%.

Особенности гидроэнергетики, поэтому, связаны не с ее технологией, которая является стандартной, а с ее ролью в государстве, как одной из сфер экономики. С этой точки зрения гидроэнергетика Таджикистана имеет существенные отличия от других стран.

Прежде всего, особенностью гидроэнергетики Таджикистана является то, что она занимает ведущее место в общей энергетике республики – ее доля в энергобалансе страны составляет более 95%, в отличие от большинства других стран, где доля гидроэнергетики не превышает, обычно, 10÷20%¹. Это связано, как с огромными запасами гидроэнергоресурсов в республике, так и с тем, что в Таджикистане отсутствуют сколько-нибудь значительные разведанные запасы традиционных сегодня для мировой энергетики видов топлива – нефти и газа.

При этом гидроэнергетика очень высокоприбыльна. Отсюда, с учетом того, что она составляет основу всей энергетики республики, второй ее особенностью является то, что она не только представляет из себя отрасль, обслуживающую всю экономику республики, но также является (вернее может и должна являться) одним из основных бюджетоформирующих секторов, таким, например, как нефтяной сектор в Арабских странах.

Особенностью гидроэнергетики Таджикистана является также то, что эта отрасль еще в значительной степени еще не сформировалась и продолжает развиваться². Сегодня имеющиеся ресурсы гидроэнергетики освоены в Таджикистане всего на 5%. При этом развитие гидроэнергетики, как одного из основных возобновляемых и экологически чистых источников энергии отвечает интересам не только самого Таджикистана и соседних стран региона, но также общемировым целям развития тысячелетия. Освоение гидроэнергетических ресурсов Таджикистана может гарантированно обеспечить устойчивое развитие всего региона Центральной Азии в рамках механизма чистого развития.

И, наконец, еще одной особенностью гидроэнергетики Таджикистана является ее комплексное назначение. Это связано с тем, что вода в Центральной Азии, регионе, целиком расположенном в аридной зоне, используется не только для выработки электроэнергии, но и для орошаемого земледелия. Совместить эти интересы можно только за счет регулирования стока достаточно большим количеством крупных водохранилищ, работающих в компенсирующем режиме. Поэтому гидроэнергетика может развиваться только на основе крупных ГЭС с водохранилищами большого объема. Например, существующий Нурекский гидроузел имеет ГЭС, мощностью 3000 мВт. и водохранилище, объемом 10,5 км³., мощность строящейся Рогунской ГЭС – 3600 мВт., ее водохранилище - объем 13 км³., планируемая Даштиджумская ГЭС имеет мощность 4000÷5000 мВт. и водохранилище объемом 17÷19 км³. и т. д.

¹ Можно назвать, пожалуй, только две страны в современном мире, где гидроэнергетика играет такую же роль, как в Таджикистане. Это Норвегия и Кыргызстан, и то в последнем доля гидроэнергетики составляет 80%.

² То, что основной целью гидроэнергетики является ее дальнейшее развитие показывают все принимаемые в республике программы и стратегии, как во времена СССР, так и современные. То что сегодня таджикская гидроэнергетика фактически не развивается и является одной из главных проблем, поиском решения которой и посвящена настоящая книга.

Можно отметить, что отмеченные выше особенности гидроэнергетики Таджикистана по сути дела однозначно определяют и задачи ее дальнейшего развития. А любое развитие – это в первую очередь вопрос экономики. Именно этому – экономическому обоснованию и поиску наиболее эффективных путей развития гидроэнергетики и посвящена настоящая книга.

Авторы надеются, что эта книга будет полезна специалистам энергетикам, экономистам, работникам водного хозяйства, а также студентам и аспирантам соответствующих специальностей.

Все замечания и предложения по книге просьба направлять по адресу:

734002, Таджикистан, г. Душанбе, ул. Парвин, 12.

Тел: (992372) 245231, Факс: (992372) 214911, E-mail: owp@tojikiston.com

1. Развитие энергосистемы в рамках государственной собственности

1.1. Гидроэнергетика и государство. Налоги, сборы и другие регуляторы деятельности энергосистемы.

Взаимоотношения предприятий, собственников и целых отраслей народного хозяйства с государством очень сложны и находятся в состоянии постоянных изменений.

Основную роль при этом играют взимаемые государством налоги и сборы, то есть постоянные или разовые обязательные платежи, выполняющие по отношению к плательщикам налогов как фискальные, так и регулирующие функции. Историческая практика показывает, что при этом непостоянны во времени, как сам состав налогов и сборов, так и их величины.

В разное время и у нас и в других странах имели место налоги на доход или на прибыль, НДС или налог с продаж, акцизы и другие прямые и косвенные налоги. В отношении гидроэнергетики в Российской Федерации, например, сейчас вводятся дополнительные рентные платежи. У нас в Таджикистане рассматривается вопрос о введении для гидроэнергетики налога на воду. Нет у нас в республике единого мнения в отношении таможенных пошлин на экспорт-импорт электроэнергии, особенно в условиях сохранившегося со времен СССР прямого обмена электроэнергией с Республикой Узбекистан. Не решен в республике также до конца вопрос о том, что является налогооблагаемой базой НДС – товарная продукция или объем реализации.

Нельзя не упомянуть и о таком регулирующем налогообложение факторе, как себестоимость электроэнергии. Государство, жестко регулируя структуру себестоимости, тем самым регулирует и объем прибыли, а соответственно и налоги.

Даже этот, очень краткий анализ показывает, что сегодня невозможно спрогнозировать состав и величину конкретных налогов даже приближенно и даже на ближайшее будущее. Тем более это невозможно при разработке долгосрочной стратегии развития гидроэнергетики.

Но с другой стороны вся система налогообложения формируется исходя из основной цели – получения наибольшего эффекта – для государства, налогоплательщика и совокупного. Как известно, в экономическом смысле налоги представляют собой способ перераспределения новой стоимости – национального дохода, выступают частью единого процесса воспроизводства и специфической формой производственных отношений. Часть национального дохода, перераспределенная с помощью налогов, становится централизованным фондом финансовых ресурсов государства (л.8).

Исходя из этого, при экономическом анализе развития гидроэнергетики можно не рассматривать всю совокупность отдельных видов налогов, а исследовать влияние общего эффекта от налогообложения, то есть использовать в расчетах суммарный, «интегрированный» налог. Это дает возможность не только выполнять имитационный анализ для различных уровней этого общего налога, но позволяет также проводить оптимизационный анализ самого уровня налогообложения.

Именно такой подход использован в настоящей работе. При этом для большей наглядности и представительности результатов рассматривается весь возможный диапазон налогообложения прибыли – от 0 до 100%.

Другим регулятором взаимоотношений гидроэнергетики с государством являются тарифы, устанавливаемые Правительством Республики. Так же, как и в налогообложении, здесь подвижны во времени и сама тарифная схема и величины тарифов.

Действующий сегодня тарифный Прейскурант предусматривает дифференциацию тарифов по большому кругу потребителей. Уже сейчас, пусть и неофициально, имеют место

дифференцированные тарифы на зимнюю и летнюю электроэнергию, как для населения, так и для экспорта-импорта. Рассматривается вопрос о дифференциации суточных тарифов на электроэнергию, введении дневных и ночных тарифов. Имеют место оплата и косвенные поступления в энергосистему платежей за регулирование частоты, регулирование режима водного стока водохранилищами, транзит электроэнергии и пр.

И во всех этих случаях сами значения тарифов и цен за услуги постоянно меняются. Поэтому, и в отношении тарифов – так же, как и в отношении налогов невозможен надежный прогноз на будущее. В связи с этим и для них в настоящей работе применен тот же подход – сведение всех тарифов в один общий «интегрированный» тариф и рассмотрение разных вариантов его изменения во времени.

1.2. Вывод основных аналитических зависимостей

Рассмотрим, прежде всего, какие возможности развития существуют у самой энергосистемы за счет ее собственных средств. При общей установленной мощности – N и выработке – Ξ уже существующей энергосистемы, ее годовая прибыль в первый год рассматриваемого периода (в год $t = 0$) будет равна:

$$U_0^{\text{обш}} = \Xi_0 (\pi_0 - c) = N_0 \Psi (\pi_0 - c) \quad (1)$$

где:

Ξ_0 – годовая выработка электроэнергии, кВт.ч. в год,

N_0 – установленная мощность всех станций энергосистемы, кВт.,

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

π_0 – начальный тариф на электроэнергию, долл/кВт.ч.

c – себестоимость электроэнергии для энергосистемы, долл/кВт.ч.

Эта прибыль, находящейся в собственности государства энергосистемы¹, может расходоваться, как на собственное развитие ($U^{3.c}$), так и развитие других отраслей экономики государства² (U^{roc}). Обозначив доли этих расходов, соответственно, α и $(1 - \alpha)$, будем иметь:

$$U_0^{3.c} = \alpha U_0 = \alpha N_0 \Psi (\pi_0 - c) \quad (2)$$

$$U_0^{\text{roc}} = (1 - \alpha) U_0 = ((1 - \alpha) N_0 \Psi (\pi_0 - c)) \quad (3)$$

За счет инвестирования средств $U^{3.c}$ в дальнейшее развитие энергосистемы (собственного развития) мощность энергосистемы через год, то есть в год $t = 1$, будет увеличена на ΔN_1 :

$$\Delta N_1 = \frac{U_0^{3.c}}{S} = \frac{\alpha N_0 \Psi (\pi_0 - c)}{S} \quad (4)$$

¹ Можно отметить, что условие нахождения энергосистемы в собственности государства для нашего случая не является обязательным. Тот же самый результат может быть получен и при негосударственной собственности на энергосистему, за счет соответствующих налогов, сборов, рентных платежей и пр.

² То есть это доход государства.

где:

S – удельная стоимость строительства новой ГЭС, долл/кВт.

Таким образом, общая мощность энергосистемы в год $t = 1$ станет равной:

$$N_1 = N_0 + \Delta N_1 = N_0 \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_0 - c)}{S} \right) \quad (5)$$

В свою очередь, при сохранении той же схемы деления прибыли между энергосистемой (α) и государством ($1 - \alpha$), это обеспечит в год $t = 1$ инвестиции для собственного развития энергосистемы уже в объеме:

$$\begin{aligned} U_1^{\text{э.с.}} &= \alpha N_1 \Psi (\pi_1 - c) = \\ &= \alpha N_0 \Psi \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_0 - c)}{S} \right) (\beta \pi_0 - c) \end{aligned} \quad (6)$$

где:

$\pi_1 = \beta \pi_0$ – тариф на электроэнергию в год $t = 1$,

β – ежегодный рост тарифов на электроэнергию,
и доход государства в объеме:

$$\begin{aligned} U_1^{\text{гос}} &= (1 - \alpha) N_1 \Psi (\pi_1 - c) = \\ &= (1 - \alpha) N_0 \Psi \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_0 - c)}{S} \right) (\beta \pi_0 - c) \end{aligned} \quad (7)$$

Таким же образом, для года $t = 2$, будем иметь:

$$\begin{aligned} N_2 &= N_1 + \Delta N_2 = N_1 + \frac{\alpha \Psi N_1 (\pi_1 - c)}{S} = N_1 \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_1 - c)}{S} \right) = \\ &= N_0 \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_0 - c)}{S} \right) \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\beta \pi_0 - c)}{S} \right); \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} U_2^{\text{э.с.}} &= \alpha N_2 \Psi (\pi_2 - c) = \\ &= \alpha N_0 \Psi \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\pi_0 - c)}{S} \right) \left(1 + \frac{\alpha \Psi (\beta \pi_0 - c)}{S} \right) (\beta^2 \pi_0 - c); \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned}
U_2^{\text{roc.}} &= (1 - \alpha) N_2 \mathbf{Ч} (\mathbf{u}_2 - \mathbf{c}) = \\
&= (1 - \alpha) N_0 \mathbf{Ч} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S_{yd}} \right) \times \\
&\times \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S_{yd}} \right) (\beta^2 \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})
\end{aligned} \tag{10}$$

В соответствие с этим, окончательно, для любого года $\mathbf{t} = \mathbf{n}$, будем иметь:

$$N_n = N_0 \times \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S} \right); \tag{11}$$

$$U_n^{\text{э.с.}} = \alpha N_0 \mathbf{Ч} (\beta^n \mathbf{u}_0 - \mathbf{c}) \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S} \right); \tag{12}$$

$$U_n^{\text{roc.}} = (1 - \alpha) N_0 \mathbf{Ч} (\beta^n \mathbf{u}_0 - \mathbf{c}) \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S} \right) \tag{13}$$

Также можно вычислить общую сумму прибылей за весь рассматриваемый период $\mathbf{n}$ лет ($0 \leq \mathbf{t} \leq (\mathbf{n}-1)$):

$$\sum U_n^{\text{э.с.}} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left(\alpha N_0 \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c}) \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S} \right) \right); \tag{14}$$

$$\sum U_n^{\text{roc.}} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left((1 - \alpha) N_0 \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c}) \prod_{i=0}^{i=(n-1)} \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\beta^i \mathbf{u}_0 - \mathbf{c})}{S} \right) \right) \tag{15}$$

Для случая, когда тариф на электроэнергию не изменяется и остается один и тот же во всем рассматриваемом периоде:

$$\mathbf{u}_n = \mathbf{u}_0,$$

все предыдущие уравнения существенно упрощаются, и мы получаем:

$$N_n = N_0 \times \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с})}{S} \right)^n; \quad (16)$$

$$U_n^{\text{э.с.}} = \alpha N_0 \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с}) \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с})}{S} \right)^n; \quad (17)$$

$$U_n^{\text{roc}} = (1 - \alpha) N_0 \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с}) \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с})}{S} \right)^n; \quad (18)$$

$$\Sigma U_n^{\text{э.с.}} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left(\alpha N_0 \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с}) \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с})}{S} \right)^i \right) \quad (19)$$

$$\Sigma U_n^{\text{roc}} = \sum_{i=0}^{i=(n-1)} \left((1 - \alpha) N_0 \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с}) \left(1 + \frac{\alpha \mathbf{Ч} (\mathbf{ц}_0 - \mathbf{с})}{S} \right)^i \right) \quad (20)$$

1.3. Расчеты вариантов и анализ результатов

Соответствующие расчеты для разных вариантов α и β , для энергосистемы Таджикистана, для которой:

$\mathbf{ц}_0 = 0,008$ долл/кВт.ч.

$\mathbf{с} = 0,004$ долл/кВт.ч.

$S = 700$ долл/кВт.

$\mathbf{Ч} = 4000$ часов/год

$N_0 = 4200000$ кВт.,

приведены в таблице 1.

Принятые в этих расчетах пределы изменения значения параметра " α " определились естественным образом:

$$0 \leq \alpha \leq 1,0,$$

где значение «0» соответствует полному изъятию прибыли энергосистемы государством, а значение «1,0» - полному освобождению энергосистемы от каких-либо налогов и сборов и 100-процентному использованию всей прибыли на собственное развитие.

В отличие от этого, пределы значений " β ":

$$1,0 \leq \beta \leq 1,15,$$

приняты в расчетах в какой-то мере условно. Они определяют возможный рост тарифов на электроэнергию, динамику их роста во времени. Соответствующий этим значениям " β " рост тарифов показан на рис.1.

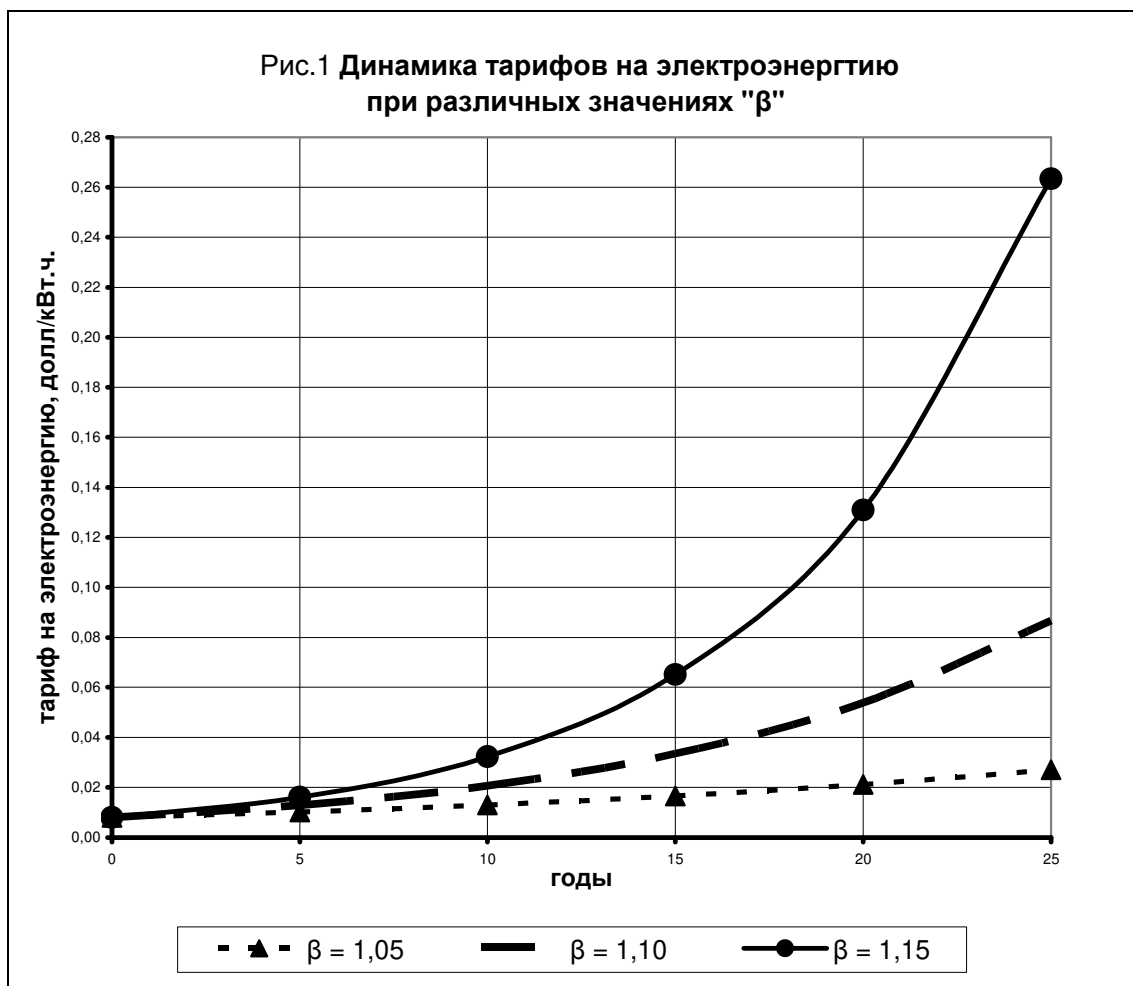


Рис.1 позволяет оценить, насколько обоснованно выбраны для настоящего анализа значения " β ", определяющие интенсивность роста тарифов на электроэнергию. Видно, что при $\beta = 1,05$ тариф на электроэнергию поднимется к концу 25-ти летнего периода до 3цент/кВт.ч., то есть до уровня, который уже достигнут в соседних республиках Центральной Азии, при $\beta = 1,10$ он вырастет за 25 лет до 9цент/кВт.ч., то есть до уровня, который сегодня достигнут в развитых странах, и только при $\beta = 1,15$ будет иметь место реальный рост тарифов, и то только в последние 5 лет 25-ти летнего периода. Таким образом, при $\beta = 1,05$ мы за 25 лет только наверстаем то, что упущено сегодня по сравнению с соседями по Центральной Азии, при $\beta = 1,10$ наверстаем сегодняшнее отставание по сравнению с развитыми странами мира, и только при $\beta = 1,15$ будем действительно развиваться также как мировая энергетика в целом.

**Развитие энергетики Таджикистана за счет
собственных средств и прибыль государства.**

Таблица 1

Параметры	годы					
	0	5	10	15	20	25
	$\alpha = 1,0$					
	$\beta = 1,00$					
1	2	3	4	5	6	7
Рн, долл/кВт.ч.	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080	0,0080
N, мВт.	4200	4702	5265	5895	6600	7390
U^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΣU^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U^{э.с}, \$млн.	67,2	75,2	84,2	94,3	105,6	118,2
ΣU^{э.с}, \$млн.	67,2	427,0	829,7	1280,7	1785,7	2351,0
	$\beta = 1,05$					
Рн, долл/кВт.ч.	0,0080	0,0102	0,0130	0,0166	0,0212	0,0271
N, мВт.	4200	4873	6068	8257	12553	21911
U^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΣU^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U^{э.с}, \$млн.	67,2	121,1	219,2	417,2	865,0	2023,8
ΣU^{э.с}, \$млн.	67,2	553,0	1427,6	3058,6	6333,5	13671,2
	$\beta = 1,10$					
Рн, долл/кВт.ч.	0,0080	0,0129	0,0207	0,0334	0,0538	0,0867
N, мВт.	4200	5073	7316	13852	39500	204299
U^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΣU^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U^{э.с}, \$млн.	67,2	180,3	490,1	1630,0	7871,5	67563,7
ΣU^{э.с}, \$млн.	67,2	703,5	2398,1	76297,5	30038,9	194025,0
	$\beta = 1,15$					
Рн, долл/кВт.ч.	0,0080	0,0161	0,0324	0,0651	0,1309	0,2634
N, мВт.	4200	5308	9329	29943	267785	11611578
U^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΣU^{гос}, \$млн.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
U^{э.с}, \$млн.	67,2	256,7	1058,4	7317,7	135962,2	12045,9
ΣU^{э.с}, \$млн.	67,2	883,9	4065,2	22719,6	295335,1	19092575
	$\alpha = 0,9$					
	$\beta = 1,00$					
N, мВт.	4200	4650	5149	5700	6311	6988
U^{гос}, \$млн.	6,7	7,4	8,2	9,1	10,1	11,2
ΣU^{гос}, \$млн.	6,7	42,5	82,0	125,8	174,3	228,0
U^{э.с}, \$млн.	60,5	67,0	74,1	82,1	90,9	100,6

$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	60,5	382,1	738,1	1132,3	1568,8	2052,0
$\beta = 1,05$						
N, мВт.	4200	4802	5853	7729	11285	18682
$U^{roc}, \$млн.$	6,7	11,9	21,1	39,0	77,8	172,6
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	6,7	54,9	139,9	294,3	593,1	1230,5
$U^{3.c}, \$млн.$	60,5	107,4	190,3	351,4	699,9	1553,0
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	60,5	493,8	1259,2	2648,6	5337,5	11074,4
$\beta = 1,10$						
N, мВт.	4200	4980	6931	12358	32035	143788
$U^{roc}, \$млн.$	6,7	17,7	46,4	145,4	638,4	4755,2
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	6,7	69,6	232,3	708,6	2579,8	14554,6
$U^{3.c}, \$млн.$	60,5	159,2781 80,61184	418,0	1308,7	5745,5	42796,9
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	60,5	626,6	2090,3	6377,6	23218,2	130991,0
$\beta = 1,15$						
N, мВт.	4200	5188	8643	24983	186656	6174425
$U^{roc}, \$млн.$	6,7	25,1	98,1	610,5	9477,1	640538,9
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	6,7	87,2	387,4	1991,4	21731,3	1056719
$U^{3.c}, \$млн.$	60,5	225,8	882,5	5494,9	85293,8	5764850
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	60,5	784,9	3486,2	17922,8	195582,1	9510479
$\alpha = 0,7$						
$\beta = 1,00$						
N, мВт.	4200	4547	4923	5329	5769	6246
$U^{roc}, \$млн.$	20,2	51,1	124,9	346,1	1248,5	6914,2
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	20,2	125,9	240,4	364,3	498,5	643,7
$U^{3.c}, \$млн.$	47,0	119,3	291,5	807,5	2913,1	16133,0
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	47,0	293,8	560,9	850,1	1163,1	1502,1
$\beta = 1,05$						
N, мВт.	4200	4663	5442	6765	9103	13531
$U^{roc}, \$млн.$	20,2	34,7	59,0	102,5	188,2	374,9
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	20,2	162,0	403,2	817,9	1563,1	3002,8
$U^{3.c}, \$млн.$	47,0	81,1	137,6	239,3	439,1	874,9
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	47,0	378,0	940,8	1908,5	3647,1	7006,6
$\beta = 1,10$						
N, мВт.	4200	4798	6216	9803	20883	69690
$U^{roc}, \$млн.$	2,2	51,1	124,9	346,1	1248,5	6914,2
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	20,2	204,5	653,8	1836,9	5732,4	24634,6
$U^{3.c}, \$млн.$	47,0	119,3	291,5	807,5	2913,1	16133,0
$\Sigma U^{3.c}, \$млн.$	47,0	477,3	1525,5	4286,2	13375,6	57480,8
$\beta = 1,15$						
N, мВт.	4200	4954	7403	17231	87985	1612910

$U^{roc}, \$млн.$	20,2	71,9	252,0	1263,3	13401,8	501972,9
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	20,2	254,7	1055,7	4599,4	35090,3	920422,3
$U^{э.с}, \$млн.$	47,0	167,7	587,9	2947,8	31270,8	1171270
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	47,0	594,4	2463,2	10731,8	81877,4	2147652
$\alpha = 0,5$						
$\beta = 1,00$						
N, мВт.	4200	4446	4705	4981	5272	5580
$U^{roc}, \$млн.$	33,6	35,6	37,6	39,8	42,2	44,6
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	33,6	207,4	391,5	586,2	792,4	1010,6
$U^{э.с}, \$млн.$	33,6	35,6	37,6	39,8	42,2	44,6
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	33,6	207,4	391,5	586,2	792,4	1010,6
$\beta = 1,05$						
N, мВт.	4200	4527	5057	5913	7324	9751
$U^{roc}, \$млн.$	33,6	56,2	91,3	149,4	252,3	450,3
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	33,6	265,8	645,7	1264,2	2295,1	4096,1
$U^{э.с}, \$млн.$	33,6	56,2	91,3	149,4	252,3	450,3
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	33,6	265,8	645,7	1264,2	2295,1	4096,1
$\beta = 1,10$						
N, мВт.	4200	4620	5567	7741	13441	32726
$U^{roc}, \$млн.$	33,6	82,1	186,5	455,5	1339,3	5411,4
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	33,6	333,8	1022,9	2652,3	7128,9	23403,5
$U^{э.с}, \$млн.$	33,6	82,1	186,5	455,5	1339,3	5411,4
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	33,6	333,8	1022,9	2652,3	7128,9	23403,5
$\beta = 1,15$						
N, мВт.	4200	4729	6321	11730	39638	371614
$U^{roc}, \$млн.$	33,6	114,3	358,6	1433,3	10062,7	192757,5
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	33,6	413,4	1599,7	5925,5	31443,7	415665,7
$U^{э.с}, \$млн.$	33,6	114,3	358,6	1433,3	10062,7	192757,5
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	33,6	413,4	1599,7	5925,5	31443,7	415665,7
$\alpha = 0,3$						
$\beta = 1,00$						
N, мВт.	4200	4346	4497	4653	4815	4982
$U^{roc}, \$млн.$	47,0	48,7	50,4	52,1	53,9	55,8
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	47,0	287,1	535,6	792,6	1058,6	1333,9
$U^{э.с}, \$млн.$	20,2	20,9	21,6	22,3	23,1	23,9
$\Sigma U^{э.с}, \$млн.$	20,2	123,1	229,5	339,7	453,7	571,7
$\beta = 1,05$						
N, мВт.	4200	4394	4697	5162	5876	6991
$U^{roc}, \$млн.$	47,0	76,4	118,8	182,6	283,4	452,0
$\Sigma U^{roc}, \$млн.$	47,0	366,3	868,9	1643,2	2839,2	4725,5

$U^{э.с}, \$млн.$	20,2	32,7	50,9	78,2	121,5	193,7
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	20,2	157,0	372,4	704,2	1216,8	2025,2
$\beta = 1,10$						
N, мВт.	4200	4448	4979	6084	8535	14837
$U^{roc}, \$млн.$	47,0	110,7	233,5	501,2	1190,6	3434,7
$\sum U^{roc}, \$млн.$	47,0	457,7	1345,2	3226,3	7519,6	19067,8
$U^{э.с}, \$млн.$	20,2	47,4	100,1	214,8	510,3	1472,0
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	20,2	196,2	576,5	1382,7	3222,7	8171,9
$\beta = 1,15$						
N, мВт.	4200	4511	5381	7872	16943	73060
$U^{roc}, \$млн.$	47,0	152,7	427,4	1346,6	6021,9	53055,1
$\sum U^{roc}, \$млн.$	47,0	563,4	2038,2	6449,9	23933,3	150445,6
$U^{э.с}, \$млн.$	20,2	65,5	183,2	577,1	2580,8	22737,9
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	20,2	241,5	873,5	2764,3	10257,1	64476,7
$\alpha = 0,0$						
$\beta = 1,00$						
N, мВт.	4200	4200	4200	4200	4200	4200
$U^{roc}, \$млн.$	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2
$\sum U^{roc}, \$млн.$	67,2	403,2	739,2	1075,2	1411,2	1747,2
$U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\beta = 1,05$						
N, мВт.	4200	4200	4200	4200	4200	4200
$U^{roc}, \$млн.$	67,2	104,3	151,7	212,2	289,4	387,9
$\sum U^{roc}, \$млн.$	67,2	511,0	1170,2	2104,4	3389,5	5122,4
$U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\beta = 1,10$						
N, мВт.	4200	4200	4200	4200	4200	4200
$U^{roc}, \$млн.$	67,2	149,3	281,4	494,2	837,0	1389,0
$\sum U^{roc}, \$млн.$	67,2	633,8	1751,4	3756,4	7190,7	12926,8
$U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\beta = 1,15$						
N, мВт.	4200	4200	4200	4200	4200	4200
$U^{roc}, \$млн.$	67,2	203,1	476,5	1026,4	2132,5	4357,1
$\sum U^{roc}, \$млн.$	67,2	773,3	2533,3	6413,2	14556,9	31276,5
$U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$\sum U^{э.с}, \$млн.$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Рассматривая эту таблицу можно видеть, насколько уникальны, поистине запредельны возможности экономического развития энергосистемы за счет собственных средств. Общая величина потенциальных ресурсов Таджикистана равна 60,16 тыс. мВт. (л.1). Из них только чуть больше 50% доступно для реального освоения в современных условиях (л.22). С другой стороны общие потенциальные ресурсы гидроэнергетики Таджикистана в л.1 определены теоретически, из условия непрерывной работа всех агрегатов всех станций в течение всего года. В действительности число часов использования установленной мощности на современных ГЭС равно, порядка, 4 тыс. в год. С учетом этого, при полном освоении всех возможных гидроэнергетических ресурсов Таджикистана, суммарная мощность всех станций будет около 70 тыс. мВт. Согласно табл.1 освоение такой мощности, то есть 15-20 кратный ее рост по сравнению с сегодняшней вполне реален при 15-ти процентном увеличении тарифов в год, даже если на собственное развитие будет выделяться только 30% общей прибыли. При больших же значениях « α » исчерпывающее освоение всех гидроресурсов республики возможно уже за 15÷20 лет, а в отдельных случаях теоретически возможно и большее, чем имеется в республике освоение ресурсов¹. Причем в отдельных случаях такое превышение может быть очень значительным, например, при $\alpha=1,0$ и $\beta=1,15$ возможности саморазвития гидроэнергетики республики почти в сто раз превышают реальные ресурсы.

С учетом всего прошлого опыта возведения ГЭС, как отечественного, так и зарубежного, можно отметить, что экономические возможности развития гидроэнергетики Таджикистана за счет собственных средств превышают также и технические возможности строительства. Все это доказывает, что такие возможности развития, действительно, беспредельны.

Насколько нам самим нужно такое развитие путем увеличения тарифов²? Для ответа на этот вопрос рассмотрим, какую общую прибыль (энергосистемы + государство) мы будем иметь даже при «догоняющих» значениях $\beta \leq 1,10$. Соответствующие расчеты приведены в таблице 2 и на рис. 2,3,4.

Общая годовая прибыль энергокомпании и государства для разных лет

Млн. долл.

Таблица 2

		год					
		0	5	10	15	20	25
		$\beta = 1,10$					
α	1,0	67,2	180,3	490,1	1630,0	7871,5	67563,7
	0,7	67,2	170,5	416,5	1153,5	4161,5	23047,2
	0,5	67,2	164,2	373,0	910,9	2678,6	10822,8
	0,3	67,2	158,1	333,6	715,9	1700,8	4906,8
	0,0	67,2	149,3	281,4	494,2	837,0	1389,0
		$\beta = 1,05$					
α	1,0	67,2	121,1	219,2	417,2	865,0	2023,8

¹ Такие варианты в табл.1 выделены темным цветом.

² Самим, в данном случае подразумевает внутренний рынок. Что касается экспортных тарифов, то, без всякого сомнения, в интересах республики поднятие их до мировых цен. Но для собственного потребления в ближайшее время это и невозможно и, как показано дальше, и не нужно. Это условие, повидимому, и является одним из важнейших при вступлении Таджикистана в ВТО.

	0,7	67,2	115,8	196,6	341,8	627,3	1249,8
	0,5	67,2	112,4	182,7	298,8	504,6	900,7
	0,3	67,2	109,1	169,7	260,8	404,9	645,7
	0,0	67,2	104,3	151,7	212,2	289,4	387,9
		$\beta = 1,00$					
α	1,0	67,2	75,2	84,2	94,3	105,6	118,2
	0,7	67,2	72,8	78,8	85,3	92,3	99,9
	0,5	67,2	71,1	75,3	79,7	84,3	89,3
	0,3	67,2	69,5	72,0	74,5	77,0	79,7
	0,0	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2

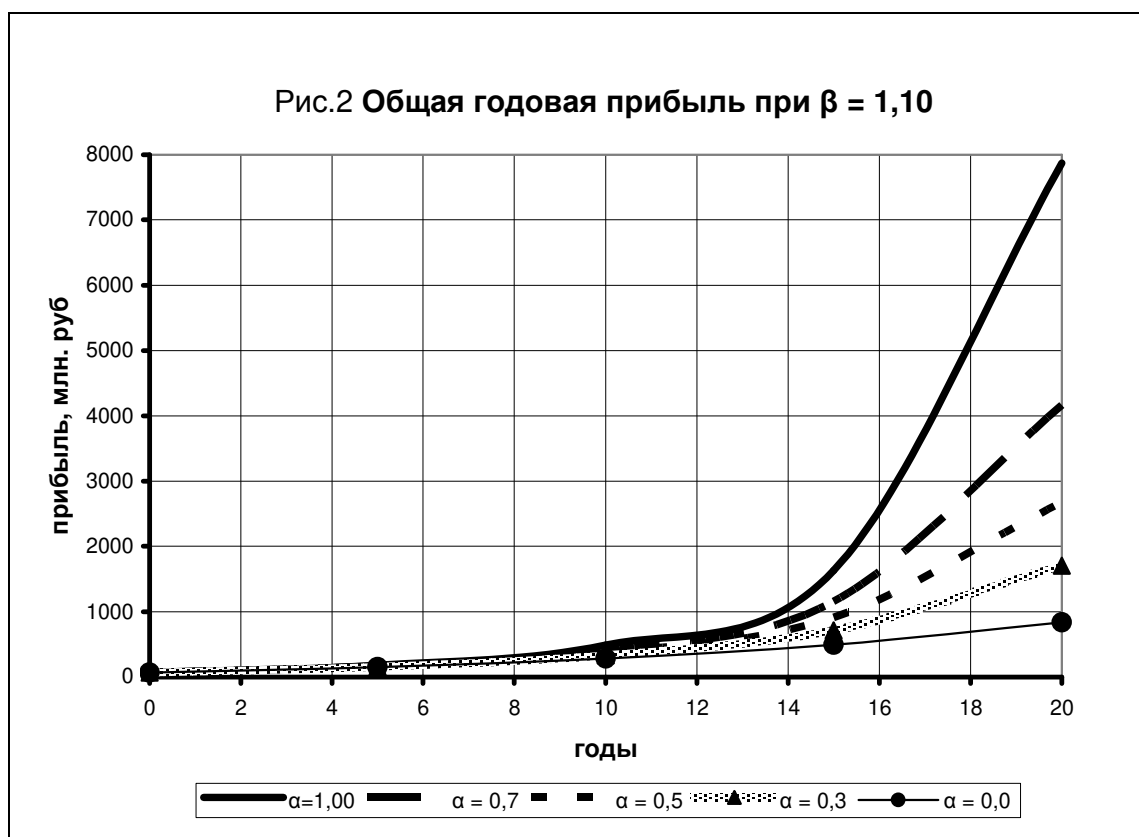


Рис.3 Общая годовая прибыль при $\beta = 1,05$

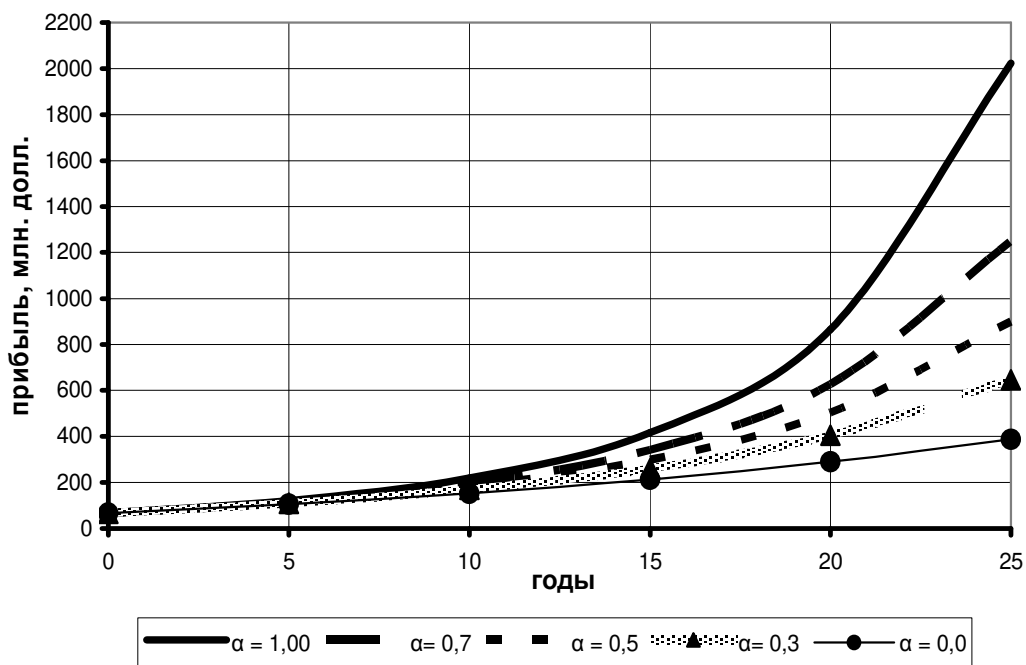
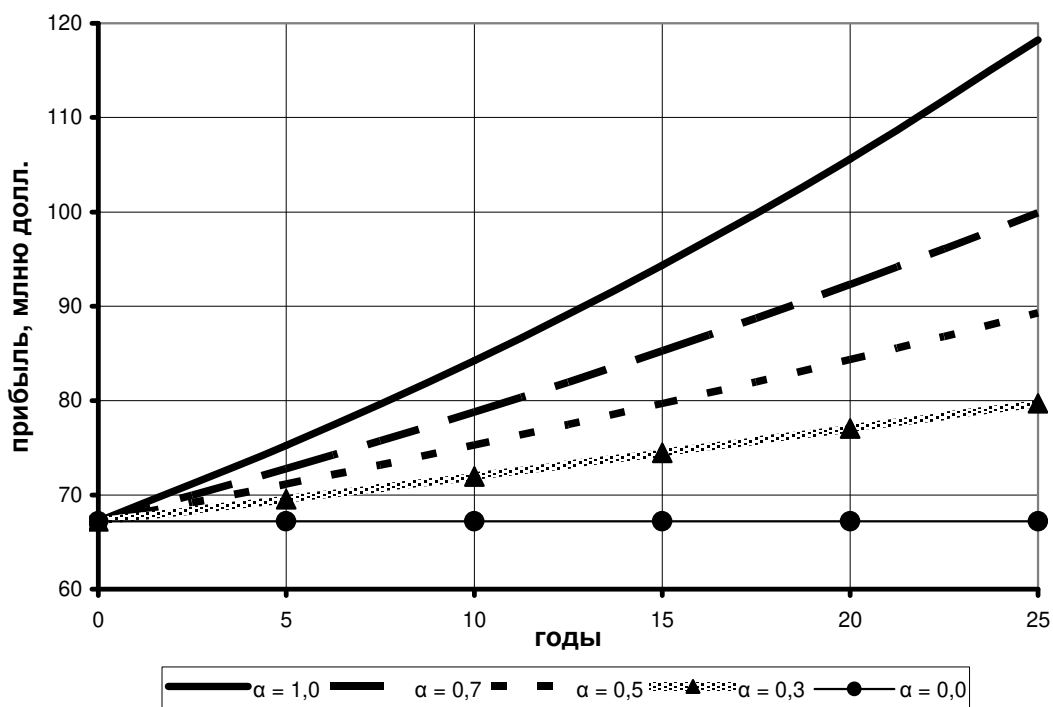


Рис.4 Общая годовая прибыль при $\beta = 1,00$



Эти данные показывают, что без какого-либо повышения тарифов уже сегодня прибыль энергосистемы Таджикистана может быть равна 67,2 млн долл. Даже отдавая государству 50%, этого достаточно, чтобы самостоятельно строить одну крупную станцию – Рогун-

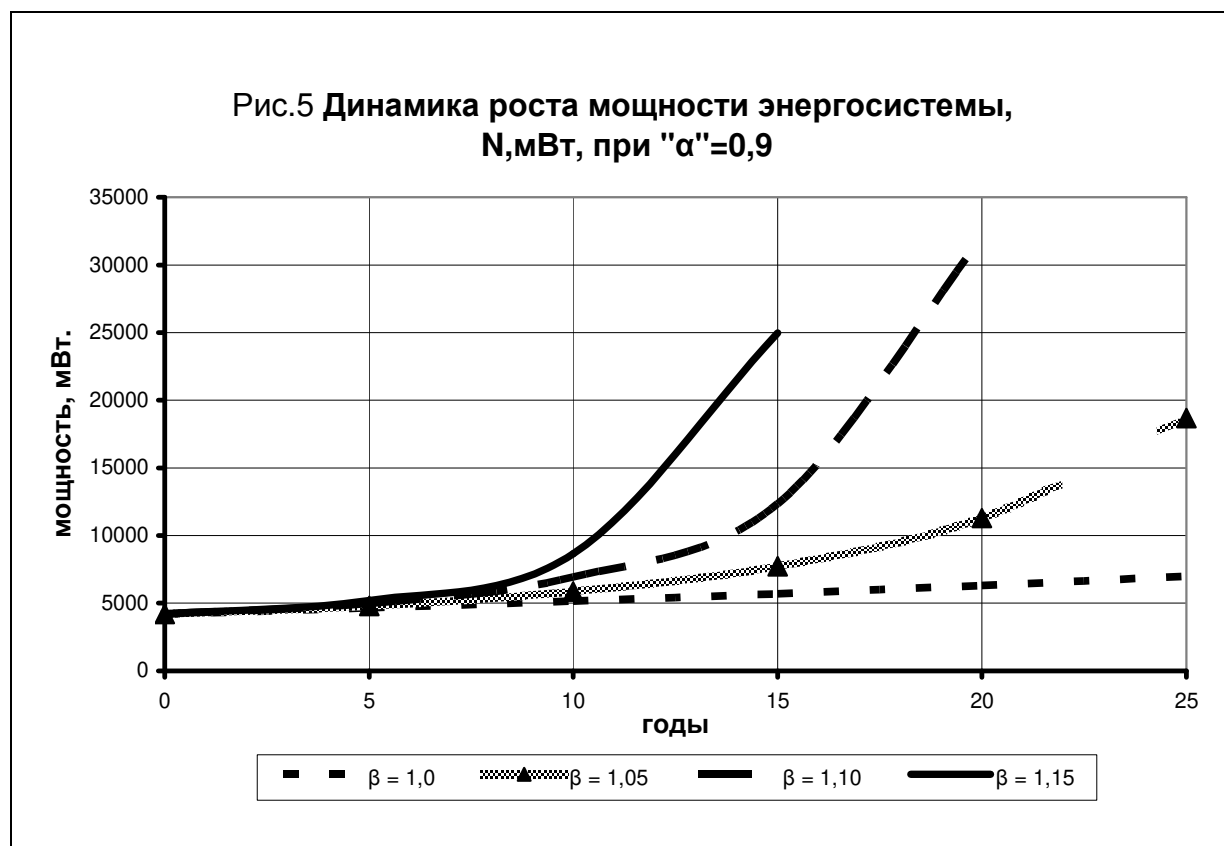
скую или Сангтудинскую ГЭС. Максимальная же прибыль, которая может быть достигнута к концу 25-летнего периода при $\beta = 1,10$ и $\alpha = 1,0$, равна 67,56 млрд. долл., это 40 современных ВВП. А при $\beta = 1,10$ и $\alpha = 0,5$ прибыль энергокомпании через 25 лет будет равна 10,82 млрд. долл., то есть 8 сегодняшних ВВП. Таким образом, если правильно распорядится гидроэнергетикой, она одна сможет решить все задачи, поставленные перед страной «Программой экономического развития республики до 2015г.», утвержденной Правительством Республики Таджикистан в феврале 2004г.

Все это убедительно доказывает, что собственное развитие энергосистемы Таджикистана не требует обязательного, тем более резкого увеличения тарифов. Устойчивая динамика роста мощности энергосистемы возможно уже сегодня, при действующем тарифе¹.

На рисунках 5, 6, 7 и 8 показаны различные возможные варианты роста мощности энергосистемы Таджикистана во времени при реальных значениях α :

$$0,9 \leq \alpha \leq 0,3$$

Эти графики позволяют решать многие конкретные задачи. Например определим с их помощью к какому сроку и каким образом можно увеличить мощность энергосистемы до 10 тыс. мВт. (то есть в 2,5 раза). Сразу можно видеть, что минимальный срок



¹ Но только при полной оплате потребителями отпущенной электроэнергии и надлежащем контроле за цнлевым расходованием средств.

Рис.6 Динамика роста мощности,
N,мВт, при "α" = 0,7

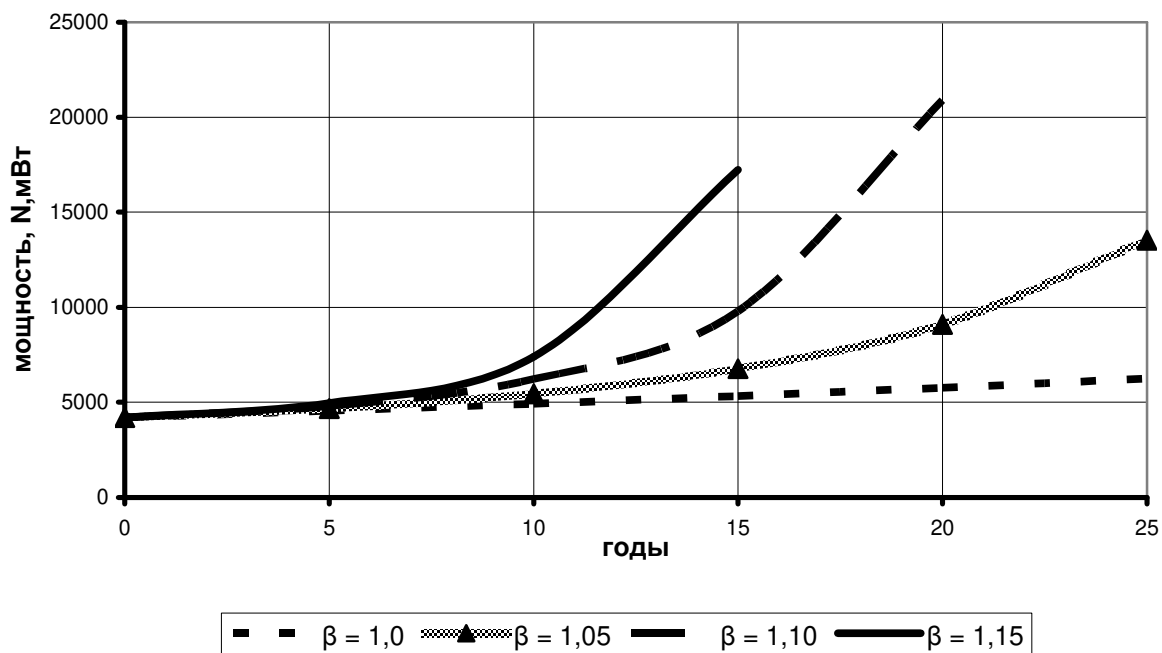
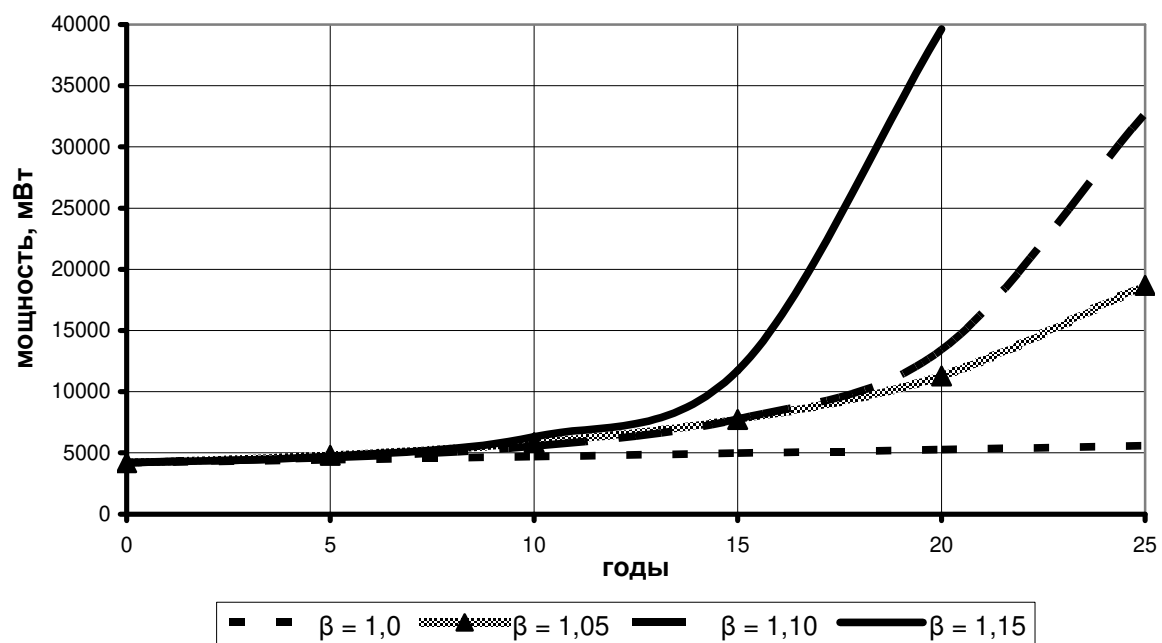
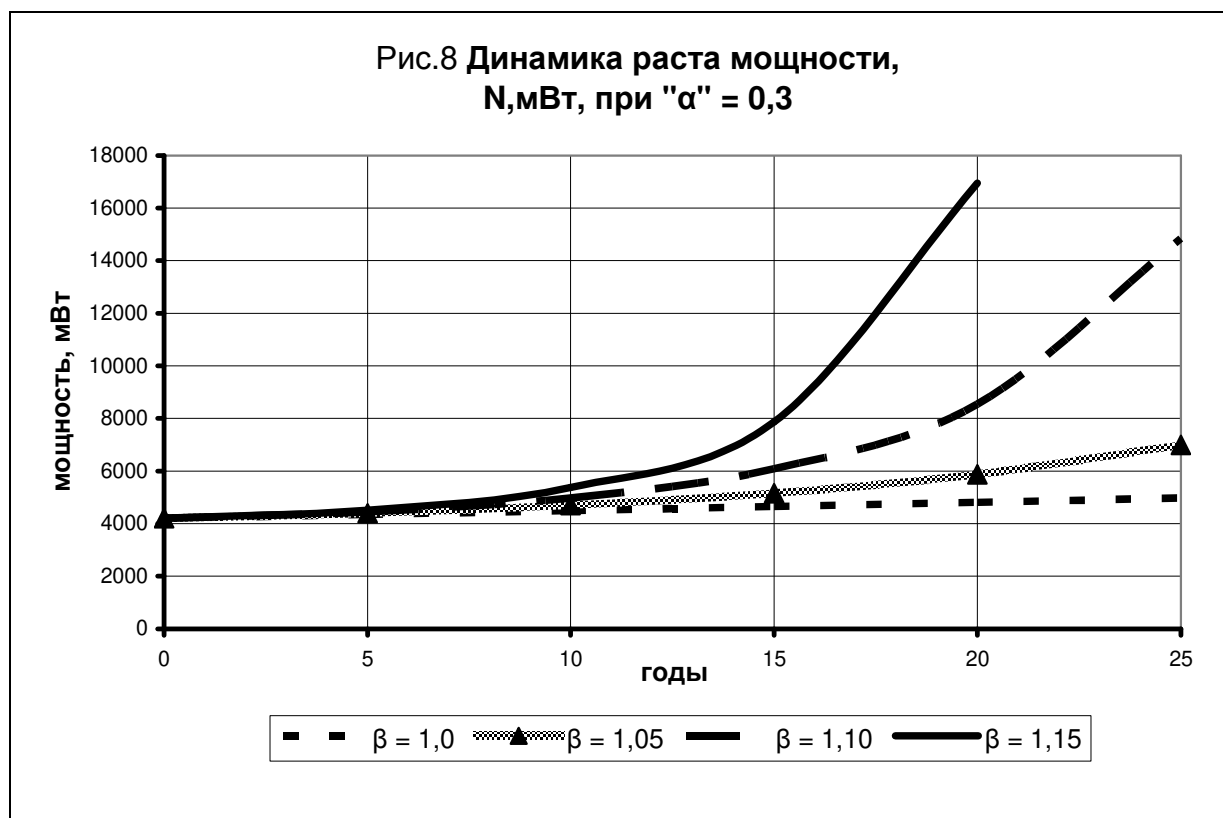


Рис.7 Динамика роста мощности,
N,мВт, при "α" = 0,5





для этого 11 лет (при $\alpha = 0,9$ и $\beta = 1,15$), а максимальный – 21 год (при $\alpha = 0,3$ и $\beta = 1,05$). А при $\beta = 1,00$ достичь такого роста мощности в рассматриваемый срок вообще невозможно. Это крайние пределы решения поставленной задачи. Но возможны и все промежуточные варианты. Такое положение с одной стороны говорит о широте возможностей, а с другой вносит большую неопределенность. Для практики важно иметь одно, но оптимальное решение. Критериями оптимизации при этом является максимизация прибыли как для системы, так и для государства.

Расчеты суммарной прибыли за "n" лет при различных значениях "α" и "β"

Таблица 3

1. для государства							
Прибыль государства за 25 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	0,0	228,0	643,7	1010,6	1333,9	1747,2
	1,05	0,0	1230,5	3002,8	4096,1	4725,5	5122,4
	1,10	0,0	14554,6	24634,6	23403,5	19067,8	12926,8
	1,15	0,0	1056719,9	920422,3	415665,7	150445,6	31276,5
Прибыль государства за 20 лет, млн. долл.							

		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	0,0	174,3	498,5	792,4	1058,6	1411,2
	1,05	0,0	593,1	1563,1	2295,1	2839,2	3389,5
	1,10	0,0	2579,8	5732,4	7128,9	7519,6	7190,7
	1,15	0,0	21731,3	35090,3	31443,7	23933,3	14556,9
Прибыль государства за 15 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	0,0	125,8	364,3	586,2	792,6	1075,2
	1,05	0,0	294,3	817,9	1264,2	1643,2	2104,4
	1,10	0,0	708,6	1836,9	2652,3	3226,3	3756,4
	1,15	0,0	1991,4	4599,4	5925,5	6449,9	6413,2
Прибыль государства за 10 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	0,0	82,0	240,4	391,5	535,6	739,2
	1,05	0,0	139,9	403,2	645,7	868,9	1170,2
	1,10	0,0	232,3	653,8	1022,9	1345,2	4200,0
	1,15	0,0	387,4	1055,7	1599,7	2038,2	2533,3
Прибыль государства за 5 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	0,0	42,5	125,9	207,4	287,1	403,2
	1,05	0,0	54,9	162,0	265,8	366,3	511,0
	1,10	0,0	69,6	204,5	333,8	457,7	633,8
	1,15	0,0	87,2	254,7	413,4	563,4	773,3
2. для энергосистемы							
Прибыль энергосистемы за 25 лет, млн. долл.							
		α					

		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	2351,0	2052,0	1502,1	1010,6	571,7	0,0
	1,05	13671,2	11074,4	7006,6	4096,1	2025,2	0,0
	1,10	194025,0	130991,0	57480,8	23403,5	8171,9	0,0
	1,15	19092575	9510479,3	2147652,1	415665,7	64476,7	0,0
Прибыль энергосистемы за 20 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	1785,7	1568,8	1163,1	792,4	453,7	0,0
	1,05	6333,5	5337,5	3647,1	2295,1	1216,8	0,0
	1,10	30038,9	23218,2	13375,6	7128,9	3222,7	0,0
	1,15	295335,1	195582,1	81877,4	31443,7	10257,1	0,0
Прибыль энергосистемы за 15 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	1280,7	1132,3	850,1	586,2	339,7	0,0
	1,05	3058,6	2648,6	1908,5	1264,2	704,2	0,0
	1,10	7629,7	6377,6	4286,2	2652,3	1382,7	0,0
	1,15	22719,6	17922,8	10731,8	5925,5	2764,3	0,0
Прибыль энергосистемы за 10 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	829,7	738,1	560,9	391,5	229,5	0,0
	1,05	1427,6	1259,2	940,8	645,7	372,4	0,0
	1,10	2398,1	2090,3	1525,5	1022,9	576,5	0,0
	1,15	4065,2	3486,2	2463,2	1599,7	873,5	0,0
Прибыль энергосистемы за 5 лет, млн. долл.							
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	427,0	382,1	293,8	207,4	123,1	0,0

	1,05	553,0	493,8	378,0	265,8	157,0	0,0
	1,10	703,5	626,6	477,3	333,8	196,2	0,0
	1,15	883,9	784,9	594,4	413,4	241,5	0,0
3. общая прибыль							
	Прибыль за 25 лет, млн. долл.						
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	2351,0	2280,0	2145,8	2021,2	1905,5	1747,2
	1,05	13671,2	12304,9	10009,5	8192,1	6750,7	5122,4
	1,10	194025,0	145545,5	82115,4	46807,0	27239,7	12926,8
	1,15	19092575	10567199	3068074,4	831331,3	214922,3	31276,5
	Прибыль за 20 лет, млн. долл.						
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	1785,7	1743,1	1661,6	1584,8	1512,3	1411,2
	1,05	6333,5	5930,6	5210,2	4590,1	4056,0	3389,5
	1,10	30038,9	25798,0	19108,1	14257,8	10742,3	7190,7
	1,15	295335,1	217313,5	116967,7	62887,5	34190,4	14556,9
	Прибыль за 15 лет, млн. долл.						
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	1280,7	1258,1	1214,4	1172,5	1132,3	1075,2
	1,05	3058,6	2942,9	2726,4	2528,5	2347,4	2104,4
	1,10	7629,7	7086,2	6123,1	5304,6	4609,0	3756,4
	1,15	22719,6	19914,2	15331,2	11850,9	9214,2	6413,2
	Прибыль за 10 лет, млн. долл.						
		α					
		1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	829,7	820,1	801,3	782,9	765,1	739,2
	1,05	1427,6	1399,1	1344,0	1291,4	1241,2	1170,2

		1,10	2398,1	2322,5	2179,2	2045,9	1921,7	4200,0
		1,15	4065,2	3873,6	3518,9	3199,4	2911,8	2533,3
Прибыль за 5 лет, млн. долл.								
		α						
			1	0,9	0,7	0,5	0,3	0
β	1,00	427,0	424,5	419,7	414,9	410,2	403,2	
	1,05	553,0	548,6	540,0	531,5	523,2	511,0	
	1,10	703,5	696,2	681,8	667,7	653,9	633,8	
	1,15	883,9	872,1	849,1	826,7	804,9	773,3	

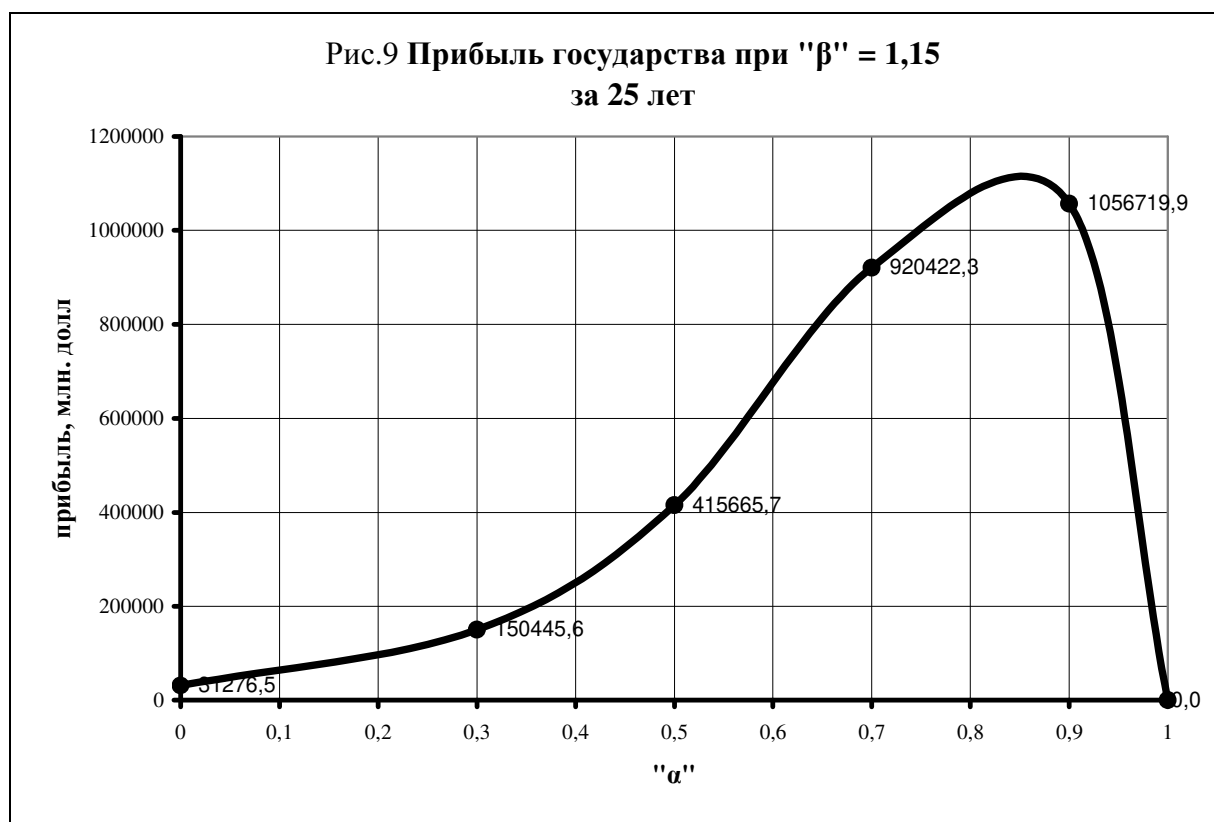
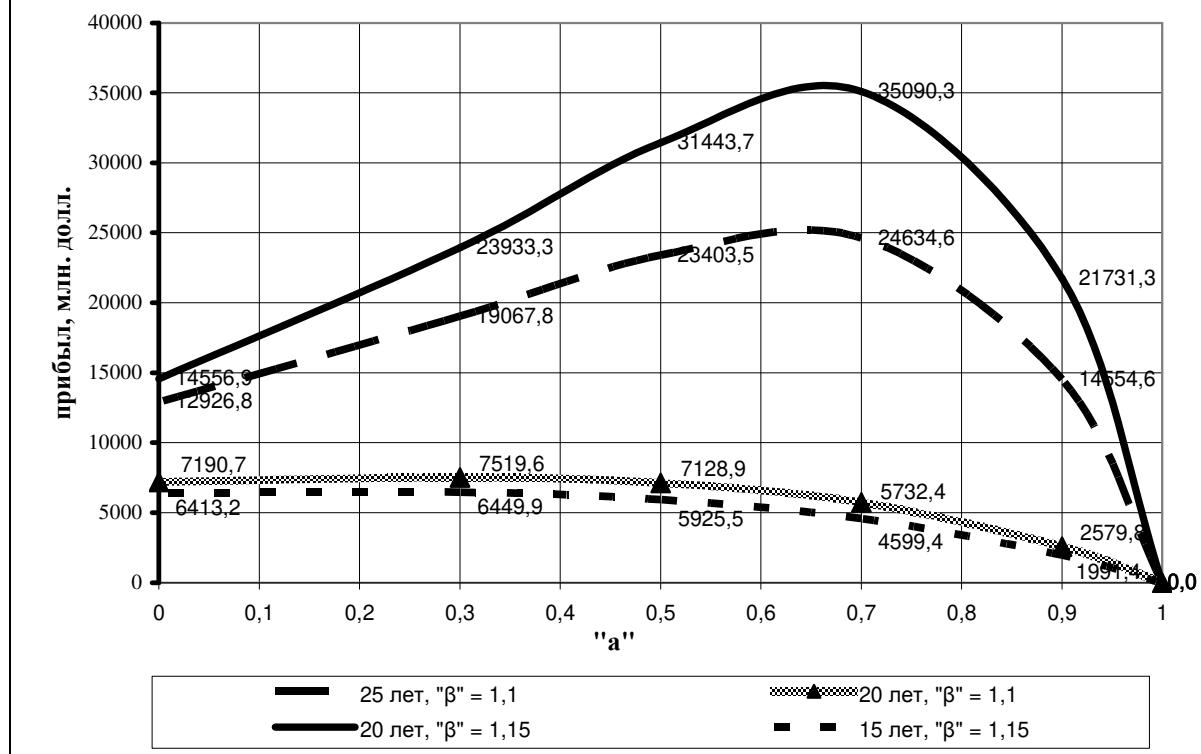


Рис.10 Суммарная прибыль государства за разное количество лет, при различных значениях " β "



В какой-то мере помощь в нахождении таких оптимальных решений могут оказать таблица 3 и рисунки 9 и 10. Последние, в частности показывают, что даже такое кажущееся на первый взгляд очевидным положение, что чем большую долю прибыли государство будет забирать у энергосистемы, тем государство будет больше и получать, для условий развивающейся энергосистемы оказывается ошибочным. Причем эта ошибка может быть очень существенной. Например, если рассматривать суммарную прибыль за 25 лет при $\beta = 1,15$, то при $\alpha = 0$ (то есть в случае когда государство забирает всю прибыль) государство получит 31,28 млрд. долл., а максимальная прибыль будет достигнута при $\alpha = 0,85$ (то есть когда государство будет забирать у энергосистемы всего 15% прибыли) и будет равно 1100 млрд. долл., то есть в 35 раз больше (рис.9). То же самое имеет место и при других вариантах (рис.10).

Отсюда становится понятным, что оптимальная стратегия развития гидроэнергетики Таджикистана может быть разработана только с помощью детального экономического обоснования. При этом с учетом того, что любые принятые в расчетах экономические показатели в действительности всегда принимают несколько другие значения, реализация принятой стратегии развития может эффективно осуществляться только в режиме постоянно действующего мониторинга, в первую очередь, финансово-экономического.

1.4. Мировой опыт развития гидроэнергетики - пример Норвегии.

Нарисованная в предыдущих разделах картина уникальных возможностей развития гидроэнергетики за счет своих внутренних резервов, обеспечивающей не только огромный, многократный рост производства электроэнергии, но создающей одновременно существенную прибыль государству, может показаться нереальной, даже фантастической, особенно на фоне сегодняшнего тяжелого положения таджикской энергосистемы.

Но можно отметить, что в мировой практике имеются примеры такого саморазвития гидроэнергетической системы. Это Норвегия. В таблице 4 и на диаграмме 11 показана история развития её гидроэнергетики. Видно, что в среднем за более, чем 40-летний период гидроэнергетика Норвегии развивалась очень большими темпами, с интенсивностью, соответствующей коэффициенту $\alpha = 0,12^1$. Правда, можно отметить, что её развитие не было равномерным, а носило несколько затухающий характер. Но последнее скорее всего связано не с возможностями развития, а с конкретными потребностями в электроэнергии. И, самое главное, при численности населения Норвегии несколько меньшей, чем в Таджикистане, общая мощность её ГЭС в шесть раз превышает мощность таджикской энергосистемы.

Развитие гидроэнергетики в Норвегии и Таджикистане в 1907-1997 годах

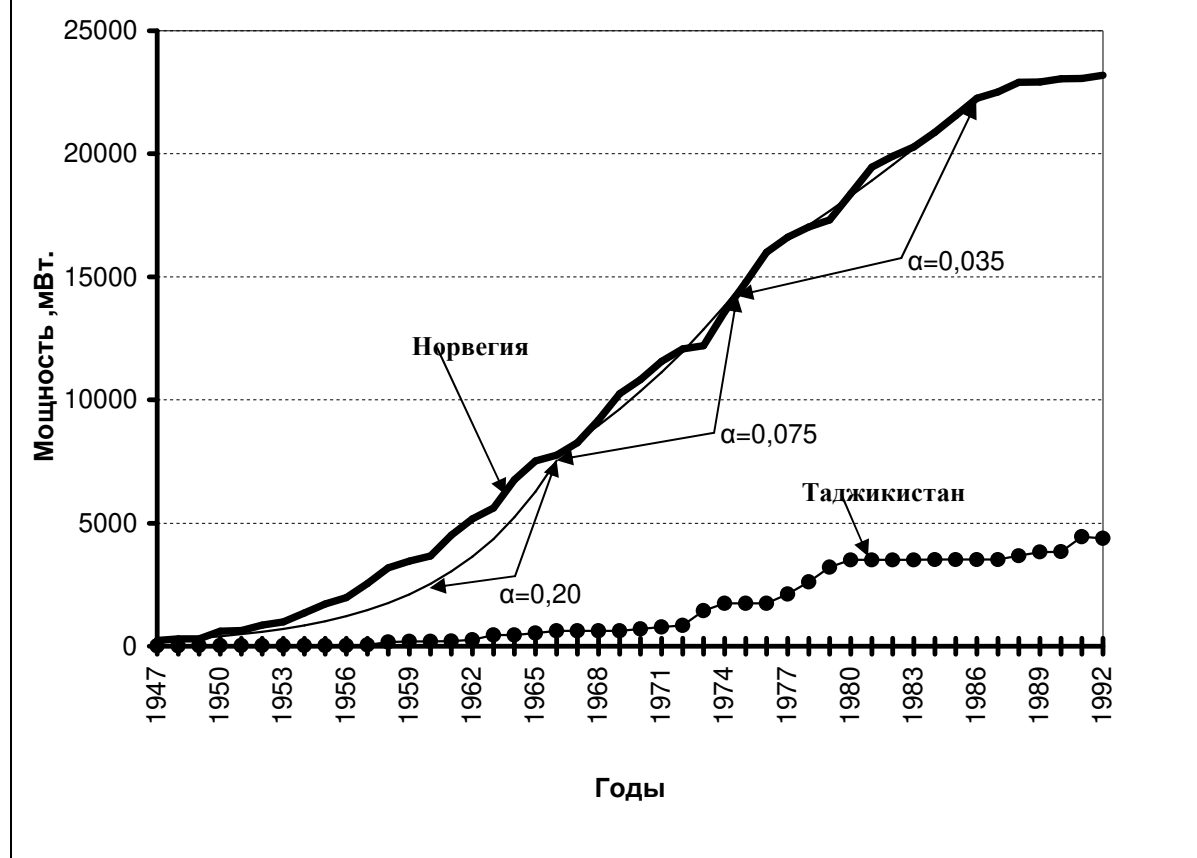
Таблица 4

	Норвегия						Таджикистан	
Годы	Производство гидромеханического оборудования, мВт.						Ввод мощностей на ГЭС, мВт.	
	Всего		в том числе на экспорт		В том числе для собственных нужд			
	За год	С 1907г.	За год	С 1907г.	За год	С 1907г.	За год	С 1937г.
1907	9,2	9,2	9,2	9,2				
1919	8,8	18			8,8	8,8		
1922	8,2	26,2	8,2	17,4				
1925	20	46,2	20	37,4				
1929	27,6	73,8	27,6	65				
1931	11,2	85	11,2	76,2				
1933	34,8	119,8	34,8	111				
1935	11,4	131,2	11,4	122,4				
1937	35	166,2	35	157,4			7,15	7,15
1939	47	213,2	47	204,4				7,15
1945	66,5	279,7	66,5	270,9				8,5
1946	984,33	1264,03	878,43	1149,33	105,9	114,7		9,63
1947	1226,48	2490,51	1105,14	2254,47	121,34	236,04		9,63
1948	950,81	3441,32	888,22	3142,69	62,59	298,63		9,95
1949	250,98	3692,3	250,87	3393,56	0,11	298,74	14,4	25,4
1950	1077,35	4769,65	764,83	4158,39	312,52	611,26		25,4
1951	524,58	5294,23	501,03	4659,42	23,55	634,81		24,87
1952	726,11	6020,34	506,43	5165,85	219,68	854,49	3,52	26,61
1953	693,22	6713,56	559,23	5725,08	133,99	988,48		25,97
1954	643,88	7357,44	282,76	6007,84	361,12	1349,6		29,78
1955	563,76	7921,2	196,88	6204,72	366,88	1716,48		25,72

¹ Мы, конечно, не знаем, какую методологию развития гидроэнергетики использовали в Норвегии, но интересно, что средний коэффициент α за весь период ее развития оказался почти равным тому оптимальному его значению, который был получен нами выше (рис.9). Справедливости ради нужно сказать, что при отсутствии необходимых параметров, вычислить для Норвегии коэффициент α в том виде, как в этой книге не представлялось возможным. Вместо этого используется значение α , представляющее собой коэффициент ежегодного прироста мощности. Но, как показывает анализ, они довольно близки по значениям.

1956	1847,66	9768,86	1593,28	7798	254,38	1970,86		25,72
1957	882,16	10651,02	306,72	8104,72	575,44	2546,3	42	58,35
1958	1145,95	11796,97	515,15	8619,87	630,8	3177,1	96	171,13
1959	1448,4	13245,37	1173,64	9793,51	274,76	3451,86	21,6	194,53
1960	834,23	14079,6	624,88	10418,39	209,35	3661,21		194,53
1961	2649,72	16729,32	1797,71	12216,1	852,01	4513,22	8,35	206,88
1962	1886,1	18615,42	1223,6	13439,7	662,5	5175,72	35	254,83
1963	1913,23	20528,65	1465,52	14905,22	447,71	5623,43	225	460,38
1964	1775,31	22303,96	643,71	15548,93	1131,6	6755,03		460,38
1965	1382,67	23686,63	615,37	16164,3	767,3	7522,33	65,1	528,98
1966	2255,65	25942,28	2023,95	18188,25	231,7	7754,03	100	628
1967	1607,61	27549,89	1094,21	19282,46	513,4	8267,43		628
1968	2262,68	29812,57	1344,28	20626,74	918,4	9185,83		628
1969	2688,77	32501,34	1630,42	22257,16	1058,35	10244,18		625,5
1970	1516,99	34018,33	930,18	23187,34	586,81	10830,99	60	700,4
1971	3419,33	37437,66	2674,1	25861,44	745,23	11576,22	60	772,8
1972	2291,3	39728,96	1783,8	27645,24	507,5	12083,72	60	838,5
1973	1660,95	41389,91	1536,04	29181,28	124,91	12208,63	600	1442,2
1974	3090,46	44480,37	1717,3	30898,58	1373,16	13581,79	300	1744,8
1975	3509,59	47989,96	2308,19	33206,77	1201,4	14783,19		1737,3
1976	1755,6	49745,56	539,88	33746,65	1215,72	15998,91		1732,2
1977	836,1	50581,66	226,12	33972,77	609,98	16608,89	300	2110,3
1978	1396,75	51978,41	989,36	34962,13	407,39	17016,28	600	2610,3
1979	1166,85	53145,26	859,33	35821,46	307,52	17323,8	300	3209,9
1980	1948,06	55093,32	893,17	36714,63	1054,89	18378,69	600	3508
1981	1765,89	56859,21	685,4	37400,03	1080,49	19459,18		3507,6
1982	1650,37	58509,58	1206,37	38606,4	444	19903,18		3508,1
1983	810,15	59319,73	433,08	39039,48	377,07	20280,25		3508,8
1984	1173,41	60493,14	585,64	39625,12	587,77	20868,02		3511,5
1985	1651,21	62144,35	969,49	40594,61	681,72	21549,74		3513,02
1986	1119,74	63264,09	421,53	41016,14	698,21	22247,95	450	3516,28
1987	645,85	63909,94	384,05	41400,19	261,8	22509,75	150	3520,8
1988	559,79	64469,73	168,65	41568,84	391,14	22900,89		3670,91
1989	697,54	65167,27	689,9	42258,74	7,64	22908,53		3822,54
1990	293,54	65460,81	165,94	42424,68	127,6	23036,13		3835,8
1991	740,86	66201,67	725,19	43149,87	15,67	23051,8		4448,77
1992	268,19	66469,86	132,72	43282,59	135,47	23187,27		4388,2
1993	18	66487,86						4398,38

Рис.11 Развитие гидроэнергетики Норвегии и Таджикистана



Показанная на этом же рисунке кривая развития гидроэнергетики Таджикистана показывает, что и здесь в отдельные, правда краткосрочные периоды: с 1972 по 1974 и с 1976 по 1980 годы, наблюдалось очень интенсивное развитие. Это еще раз подтверждает большие потенциальные возможности Таджикистана.

Пример Норвегии, таким образом, является очень убедительным для нас. К сожалению, нужно отметить, что по имеющейся информации все это относится к прошлым временам. Сегодня, после проведения в Норвегии рыночных реформ, реструктуризации и разукрупнению энергетики, она не только прекратила свое развитие, но даже сталкивается с серьезными трудностями. В стране растут тарифы на электроэнергию и появилась опасность банкротства некоторых ГЭС¹, прежде всего старой постройки.

¹ В Норвегии сегодня насчитывается более 200 крупных и средних ГЭС.

2. Коммерческое развитие энергосистемы

В предыдущем разделе рассматривались варианты развития энергосистемы в условиях, когда она находится целиком в государственной собственности. Всю прибыль в этом случае контролировало государство, являющееся в этом случае реальным собственником энергосистемы.

Выделяемая государством энергосистеме прибыль имела в этом случае целевое назначение – для дальнейшего развития энергосистемы. Остальная часть прибыли изымалась государством для собственных нужд.

Сама энергосистема в этом случае была, по сути дела, бесприбыльной организацией – в ее непосредственном распоряжении оставались только средства, необходимые для эксплуатации энергосистемы.

Но в рыночной экономике энергосистема может стать полноправным хозяйствующим субъектом. В этом случае она будет заинтересована, прежде всего, в получении свободной собственной прибыли, расходовать которую она сможет по собственному усмотрению – на диверсификацию, повышение личного благосостояния работников и пр.

Направлять эту прибыль на дальнейшее собственное развитие такая энергосистема будет только на условиях ее возврата с коммерческим процентом. В этом отношении, такое направление собственных средств на собственное развитие не будет ничем отличаться от привлечения внешних инвестиций.

Такие варианты коммерческого развития энергосистемы мы и будем рассматривать в настоящем разделе.

2.1. Основные положения современной методики расчета эффективности

Как отмечалось выше, любое коммерческое развитие энергосистемы, как за счет собственных, так и за счет привлеченных средств будет возможно, только если такое вложение средств будет эффективно.

Под эффективностью в экономике обычно понимают соотношение результатов деятельности проекта и затрат на его реализацию, выраженных в денежной форме. В соответствии с этим различают экономическую эффективность для непосредственных участников проекта (финансовую эффективность) и экономическую эффективность проекта в целом, с учетом интересов государства (экономическую эффективность). различие между ними заключается в учете налогов и сборов - в первом случае они учитываются, во втором, нет.

Особенностью современной, принятой сегодня во всем мире методики расчета эффективности является то, что в ней рассматриваются не абсолютные текущие денежные стоимости, а их приведенные значения, так называемые *современные стоимости будущих затрат*. Под последней при этом понимается та денежная сумма, которую необходимо было бы иметь сегодня, для того чтобы иметь в будущем требуемую сумму (л.17). Такое приведение осуществляется обычно по отношению к какому то одному, чаще всего первому (нулевому) году, по формуле:

$$P_t = P_0 \times q^t, \quad (21)$$

где:

P_t - современная стоимость будущих затрат для года t ,

P_0 – текущая стоимость затрат в году t ,

q - коэффициент дисконтирования,

$$q = (1 - E),$$

E - норма дисконта

Вся такая операция приведения носит название дисконтирования.

С учетом этого, в качестве непосредственных критериев эффективности для строительства ГЭС, в современной методике обычно используются:

1. Дисконтированный срок окупаемости – **PO**

$$PO = \ln \left(q - \frac{P_{np} \times (1 - q)}{\Xi \times (\Pi - c)} \right) - \ln q, \quad (22)$$

где:

P_{np} – общая приведенная стоимость проекта,

Ξ – годовая выработка электроэнергии на ГЭС (полезный отпуск),

Π – тариф на электроэнергию станции,

c – себестоимость электроэнергии станции.

2. Внутренняя норма доходности (окупаемости, рентабельности) – **q₀**, определяемая, как корень уравнения:

$$\Xi \times (\Pi - c) \times \frac{q - q^t}{1 - q} - P_{np}, \quad (23)$$

3. Чистая приведенная стоимость – **ЧПС**

$$\text{ЧПС} = \Xi \times (\Pi - c) \times \frac{q - q^t}{1 - q} - P_{np} \quad (24)$$

4. Индекс доходности - **U_д**

$$U_d = \frac{\text{ЧПС}}{P_{np}} \quad (25)$$

5. Эксплуатационная рентабельность – **R**

$$R = \frac{(\Pi - c)}{c} \quad (26)$$

Видно, что все эти критерии представляют собой функции одних и тех же параметров, поэтому выбор тех или иных из них определяется в каждом конкретном случае поставленными задачами, а также предпочтением самих исследователей.

2.2. Коммерческое развитие гидроэнергетики за счет собственных средств.

Перед тем как рассматривать этот вопрос в деталях, необходимо еще раз подчеркнуть, что рассматриваемое в настоящем разделе коммерческое развитие за счет собственных средств, несмотря на ту же формулировку, очень существенно отличается изученного в первом разделе развития энергосистемы, как государственной собственности. При государственной собственности всю прибыль контролирует государство и энергокомпания получает средства только на развитие, в случае негосударственной собственности энергокомпания, кроме того, имеет еще дополнительную прибыль, которая может быть очень существенной. И распоряжается энергокомпания этой прибылью по своему усмотрению¹.

Теперь рассмотрим конкретные вопросы строительства новых ГЭС в Таджикистане. Для обеспечения их абсолютной экономической эффективности нужно, чтобы чистая приведенная стоимость (ЧПС) проекта будет положительна. Необходимые для расчета ЧПС по этому варианту финансовые потоки приведены в таблице 5.

Финансовые потоки проекта ГЭС при ее работе в системе

Таблица 5.

Финансовые потоки	Годы								
	Строительства				Эксплуатации				
	1	2		t ₂	t ₂ +1	t ₂ +2		t ₁ -1	t ₁
Затраты на строительство	P _{год}	P _{год}	P _{год}	P _{год}	-	-	-	-	-
Прибыль от пр-ва эл. энергии	-	-	-	-	Э	Э	Э	Э	Э

Критерий:

$$\text{ЧПС} \geq 0 \quad (27)$$

для крайнего случая равенства (27), с учетом данных таблицы 5 можно записать в виде:

$$P_{\text{год}} \times \frac{1 - q^{t_2}}{1 - q} = Э \times \frac{q^{t_2} - q^{t_1}}{1 - q} \quad (28)$$

При этом:

¹ Можно задаться вопросом, а зачем энергокомпания дополнительная собственная прибыль, которой она может бесконтрольно распоряжаться? Опыт российских частных компаний-монополистов: «Газпром», «Юкос», РАО «ЕЭС России» показывает, что никакой особой пользы народному хозяйству и населению это не приносит.

$$P_{\text{год}} = \frac{P_{\text{общ}}}{t_2} = \frac{S \times N}{t_2} \quad (29)$$

$$\mathcal{E} = W \times (\pi - c) = N \times \mathcal{C} \times (\pi - c), \quad (30)$$

где:

$P_{\text{год}}$ – ежегодные затраты на строительство,

$P_{\text{общ}}$ – общая стоимость строительства ГЭС ($P_{\text{общ}} = P_{\text{год}} \times t_2$),

S – удельная стоимость (стоимость 1 кВт.) ГЭС,

t_2 – срок строительства ГЭС, лет,

t_1 – жизненный цикл проекта (время строительства плюс время службы ГЭС),

N – установленная мощность ГЭС, кВт.,

$\mathcal{E}$ – годовая прибыль ГЭС от выработки электроэнергии,

W – годовая выработка электроэнергии ГЭС, кВт.ч.,

$\mathcal{C}$ – число часов использования установленной мощности ГЭС в год,

π – тариф на электроэнергию в централизованной энергосистеме,

c – себестоимость электроэнергии (стоимость одного киловатт-часа) ГЭС,

q – коэффициент дисконтирования.

Используя полученные формулы, критериальное уравнение (28) можно записать в виде:

$$S = (\pi - c) \times \mathcal{C} \times t_2 \times \frac{q^{t_2} - q^{t_1}}{1 - q^{t_2}} \quad (31)$$

Подставив в эту формулу применявшиеся в первом разделе значения: $c = 0,004$ долл/кВт.ч., $S = 700$ долл/кВт., $\mathcal{C} = 4000$ часов/год, $q = 0,9$, и приняв, по предыдущему опыту строительства ГЭС в Таджикистане, $t_2 = 10$ лет, $t_1 = 50$ лет, получим, что для выполнения этого равенства, тариф на электроэнергию в системе должен быть равен:

$\pi = 0,037$ долл/кВт.ч., то есть почти 4 цента за киловатт-час.

В первом разделе мы показали, что в условиях государственной собственности сегодня можно реально обеспечить развитие энергосистемы Таджикистана даже при тарифе: $\pi = 0,008$ долл/кВт.ч. Понятно, что в этих условиях коммерческое развитие энергосистемы, требующей тариф $\pi = 0,037$ долл/кВт.ч., не может быть реальной альтернативой¹.

¹ Такое большое различие необходимых для развития энергосистемы тарифов рыночной и государственной экономике, вполне объяснимо. Прибыль, получаемая частной энергокомпанией, является дополнительной по отношению к прибыли государства, рассмотренной в первом разделе настоящей книги. Таким образом, для потребителей, и населения в том числе, частная собственность предполагает в какой-то мере двойное налогообложение. Поэтому акционирование, приватизация и другие элементы рыночных реформ, в определенных условиях могут быть просто невыгодны населению. Внушаемая же народу надежда на то, что реструктуризация энергетики обязательно приведет к снижению тарифов является просто мифом современных либералов. Весь мировой опыт роворит о противоположном. Например, в США, в результате рыночных реформ, проводимых с 1960 по 1980 годы, тарифы, несмотря на обещания снизить их с 1,68 до 1,23 цент/кВт.ч., возросли до 3-х и более центов, а сегодня уже превышают 10ц/кВт.ч. Второй пример – Казахстан. Он сейчас занимает первое место в Центральной Азии по проведению рыночных реформ, и в нем же самые высокие в регионе тарифы – 3 ц/кВт.ч.

Поэтому строительство новых ГЭС на коммерческой основе, в такой общей постановке, сегодня вряд ли реально¹. Нужно существенное удешевление строительства. Рассмотрим, что можно сделать в этом отношении.

Одним из факторов для этого может быть себестоимость электроэнергии. Финансово-экономический анализ последних лет работы энергокомпании Таджикистана непригоден для определения себестоимости. Большая дебиторская и кредиторская задолженность, отсутствие нормирования затрат и вообще финансового планирования приводят к тому, что энергосистема сегодня работает просто в режиме выживания и фактическая себестоимость у нее всегда равна фактическим затратам. Определение же этого показателя расчетным путем сегодня невозможно в связи с отсутствием соответствующих методик.

Поэтому единственным надежным способом для оценки себестоимости является анализ результатов работы энергосистемы в период ее устойчивого функционирования. Наиболее подходящими для этого являются 1985÷1990 годы. Мощность энергосистемы в этот период уже достигла ее сегодняшнего уровня, финансовая система была еще устойчива. Согласно анализу, выполненному АО «Институт Гидропроект», с достаточно хорошей точностью можно принять, что валютный курс в то время был равен 1 рубль = 1 доллар.

Результаты финансово-экономической деятельности таджикской энергосистемы за этот период представлены в таблице 6. Согласно этим данным фактическая себестоимость электроэнергии в этот период была равна 0,84 цента/кВт.ч. Но при этом в затраты себестоимости входила стоимость топлива для ТЭЦ. Не говоря уже о том, что сегодня такие затраты многократно ниже, они вообще не относятся к гидроэнергетике, которую мы рассматриваем. Конечно, нельзя включать в анализ собственно гидроэнергетике и покупную электроэнергию. После исключения этих статей затрат (столбцы 5 и 6), себестоимость электроэнергии, как показано в предпоследнем столбце таблицы, становится равной уже только 0,42 цента/кВт.ч. Именно это значение и принято нами за базовое во всех наших расчетах в первом разделе².

В действительности, себестоимость электроэнергии еще ниже, чем 0,4 ц/кВт.ч., так как в себестоимости периода 1985÷1990 годов большая часть затрат относится к амортизационным затратам. В то время эти амортизационные затраты централизованным путем забирались у энергосистемы и направлялись на развитие экономики, в том числе и самой гидроэнергетики. То есть они играли роль необлагаемой налогом прибыли. Сегодня такие реновационные амортизационные отчисления в структуре себестоимости продукции в Таджикистане отсутствуют. В результате общие амортизационные затраты энергосистемы сегодня очень незначительны и с учетом отмеченного выше уменьшения расходов на оплату труда и социальные нужды могут быть приняты равными нулю. В результате, окончательно будем иметь, как показано в последнем столбце таблицы 6, что минимальное³ значение себестоимости электроэнергии гидроэнергосистемы будет равно всего 0,17 цент/кВт.ч.

¹ Что, собственно, и доказывает опыт последних 12-ти лет, когда несмотря на все усилия и поддержку Правительства Республики Таджикистан, энергосистема «Барки-Точик» так и не смогла не только завершить, но даже начать строительство ни одной крупной ГЭС.

² Нами принято значение 0,4, вместо 0,42 цента/кВт.ч., так как сегодня затраты на зарплату работникам системы в несколько раз ниже, чем в период 1985-1990 годы.

³ Такое значение себестоимости, используя язык математики, можно назвать необходимым и достаточным.

Расчеты себестоимости электроэнергии энергокомпаний Таджикистана

Таблица 6

Год	Себестоимость, млн. долл.					Выручка, \$млн.	Прибыль, \$млн.	Выработка, гВт.ч.	Себестоимость, цент/кВт.ч.		
	Всего	В том числе							фактический	без ст. 5 и 6	без ст. 4, 5 и 6
		Заработная плата	Амортизация	Покупка Топ- лива	Покупка электроэнергии						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1985	109,48	5,53	35,37	19,89	32,68	212,08	102,58	15,65	0,70	0,36	0,14
1986	154,29	12,2	37,23	22,18	71,77	220,49	67,86	13,52	1,14	0,45	0,17
1987	129,25	12,92	39,84	19,99	43,38	225,15	95,85	15,81	0,82	0,42	0,16
1988	131,02	13,04	40,51	19,4	43,42	253,94	126,38	18,79	0,70	0,36	0,15
1989	143,36	17,69	42,5	22,89	47,4	227,01	88,06	15,25	0,94	0,48	0,20
1990	137,38	22,24	46,68	21,24	29,25	224,07	94,52	18,09	0,76	0,48	0,22
Средн.	134,13	13,94	40,36	20,93	44,65	227,12	95,88	16,19	0,84	0,42	0,17

Для того, чтобы определить другие резервы удешевления строительства новых ГЭС, вернемся к уравнению (31). Прежде всего, можно отметить, что мощность электростанции не входит в эту зависимость. Таким образом, оно пригодно для любых ГЭС – микро, мини, миди, малых и крупных и определяет ту максимальную удельную стоимость ГЭС, при которой она будет являться эффективной.

Само значение **S** при этом прямо пропорционально числу использования установленной мощности ГЭС в году – **Ч** и разнице между тарифом энергосистемы - **ц** и себестоимости электроэнергии ГЭС - **с**, то есть удельной прибыли ГЭС. Связь **S** от **q** и **t₁** более сложная. Для её выявления проведем соответствующие расчеты для следующих параметров, входящих в это уравнение (31):

ц = 2цента/кВт.ч. = 0,02 долл/кВт.ч.

с = 0,2цента/кВт.ч. = 0,002 долл/кВт.ч.

Ч = 7000 часов/год

t₂ = 2 года.

При подстановке этих значений в уравнения (31) будем иметь для этого частного случая:

$$S = 252 \times \frac{q^2 - q^{t_1}}{1 - q^2}, \text{ долл/кВт.} \quad (32)$$

Соответствующие расчеты приведены в таблице 7 и на рисунке 12. Они показывают, что существенная зависимость **S** от **t₁** отмечается только, когда: **t₁** < 20 лет и **q** < 0.9.

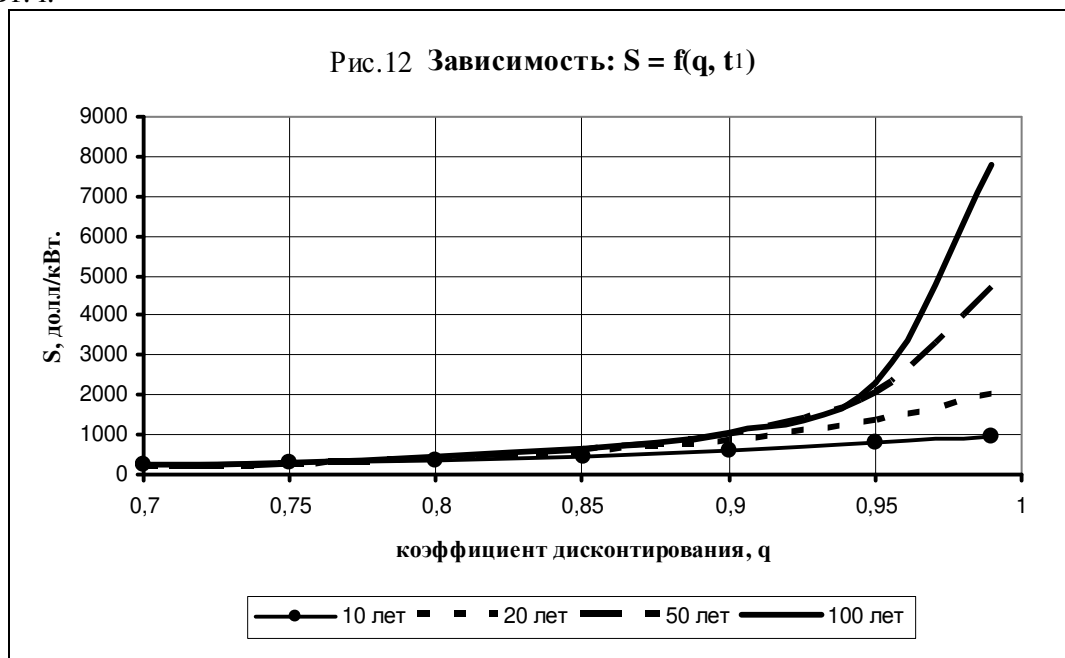
**Максимальное значение S , обеспечивающее эффективность
ГЭС для условий уравнения (32)**

Таблица 7

		жизненный цикл проекта. t_1 , лет						
		10	20	30	40	50	70	100
коэффициент дисконтирования, q	0,99	958,8	2053,9	3044,3	3939,9	4749,9	6145,0	7776,1
	0,95	785,1	1406,1	1777,9	2000,5	2133,7	2261,3	2317,3
	0,90	611,9	913,1	1018,1	1054,7	1067,5	1073,5	1074,3
	0,85	477,3	620,9	649,2	654,7	655,8	656,1	656,1
	0,80	372,8	439,9	447,1	447,9	448,0	448,0	448,0
	0,75	291,6	322,2	323,9	324,0	324,0	324,0	324,0
	0,70	228,2	241,7	242,1	242,1	242,1	242,1	242,1

Влияние q , больше, особенно при его значениях, меньших 0,95 и прослеживается во всем диапазоне его изменения, уменьшаясь с уменьшением последнего¹. Но для рекомендованного сегодня Мировым Банком для условий Таджикистана значения $q = 0,9$, как показывают данные таблицы 7 и рис. 12, для всех значений жизненного цикла $t_1 = 20$ и более лет, максимально допустимое значение удельной стоимости строительства МГЭС почти одно и то же и равно 1000 долл/кВт.

Опыт строительства ГЭС в Таджикистане показывает, что реальная удельная стоимость строительства ГЭС не превышает сегодня 700 долл/кВт. Это говорит об их экономической эффективности, но при условии, что тариф на электроэнергию в энергосистеме будет равен 2 цента/кВт.ч. Сегодня он существенно ниже – 0,8 цент/кВт.ч. Но согласно принятой правительством республики программы реформ, согласованной с Азиатским Банком развития (АБР), уже к 2005 году он будет повышен до 2 ц./кВт.ч., а в дальнейшем до 2,5÷3 цент/кВт.ч.



¹ По поводу q см. раздел 2.5.

Выше мы при всех расчетах принимали срок строительства ГЭС, $t_1 = \text{const} = 2$ года. Выясним теперь, насколько это ограничение существенно. Для этого рассмотрим еще раз уравнение (31), сделав значение t_2 в нем переменным, а значения q и t_1 постоянными и с учетом сделанного выше анализа, равными соответственно 0,9 и 50 лет. После этого будем иметь:

$$S = 126 \times t_2 \times \frac{0,9^{t_2} - 0,9^{50}}{1 - 0,9^{t_2}} \quad (33)$$

Соответствующие расчеты приведены в таблице 8 и на рисунке 13. Они показывают очень существенную зависимость S от срока строительства ГЭС - t_2 : с увеличением срока строительства максимальная удельная стоимость ГЭС резко падает. Например, при увеличении срока строительства с 0,5 лет до 2-х лет, S уменьшается, практически, в два раза.

Рассмотрим теперь влияние на эффективность строительства ГЭС числа часов ее работы в году - Ψ . Для этого преобразуем уравнение (31) к виду:

$$\Psi = c + \frac{S}{\Psi \times t_2} \times \frac{1 - q^{t_2}}{q^{t_2} - q^{t_1}}, \quad (34)$$

Приняв в качестве констант, значения аргументов, которые сегодня для Таджикистана достаточно точно определены:

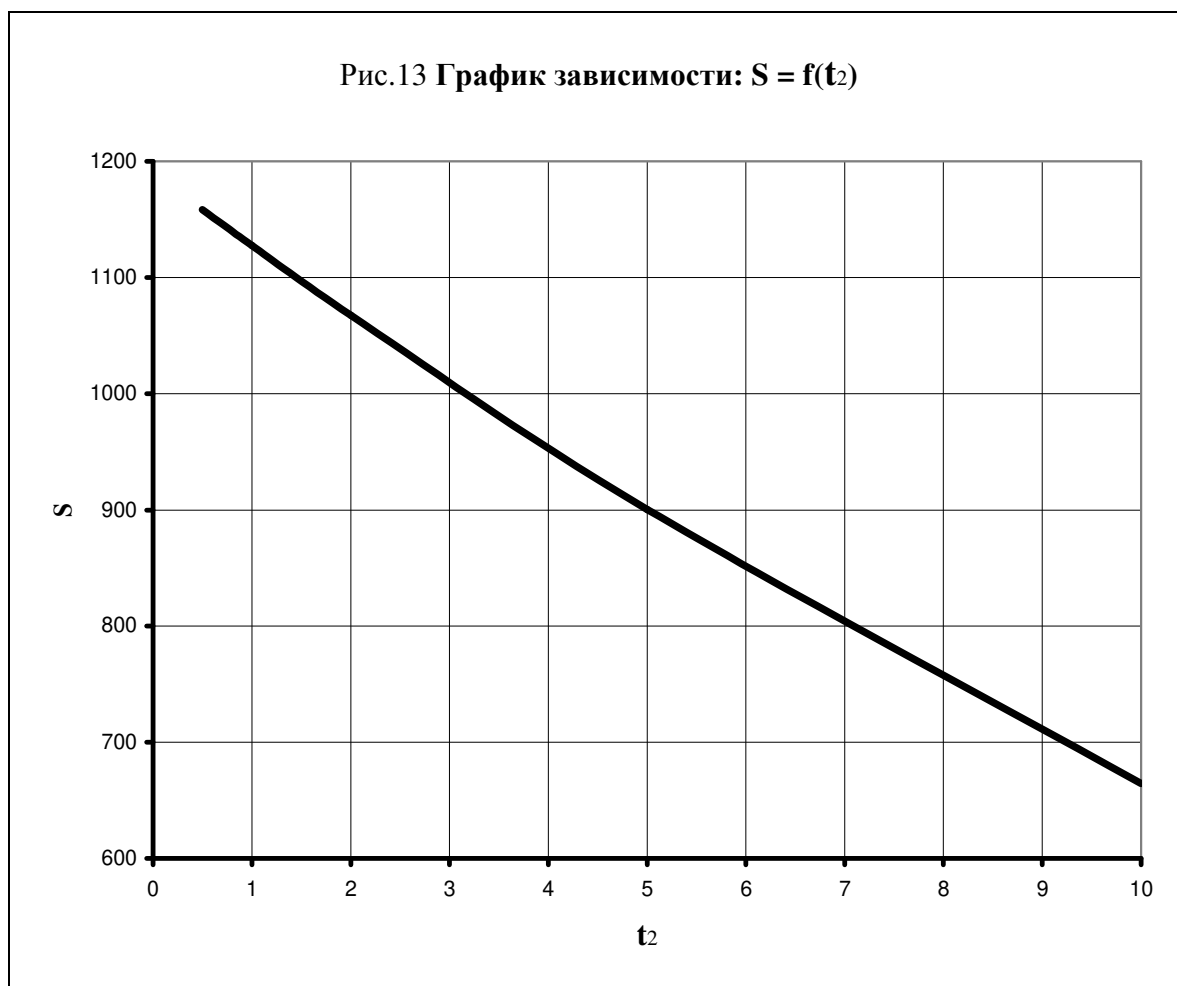
$c = 0,002$ долл/кВт.ч. $S = 700$ долл/кВт. $t_1 = 50$ лет, $q = 0,9$., приведем формулу (34) к более простому виду:

$$\Psi = 0,002 + \frac{700}{\Psi \times t_2} \times \frac{1 - 0,9^{t_2}}{0,9^{t_2} - 0,9^{50}} \quad (35)$$

Зависимость $S = f(t_2)$

Таблица 8

t_2	0,5	1	2	5	10
S	1158,3	1127,5	1067,5	900,5	664,6



Расчеты по этой формуле приведены в таблице 9 и на рисунке 14. Можно отметить очень большой эффект от оптимизации значений t_2 и $\mathbf{\Psi}$. Как показывает рис.14, этот эффект может быть равен четырехкратному уменьшению $\mathbf{\Psi}$, при котором становится экономически выгодно новое строительство ГЭС.

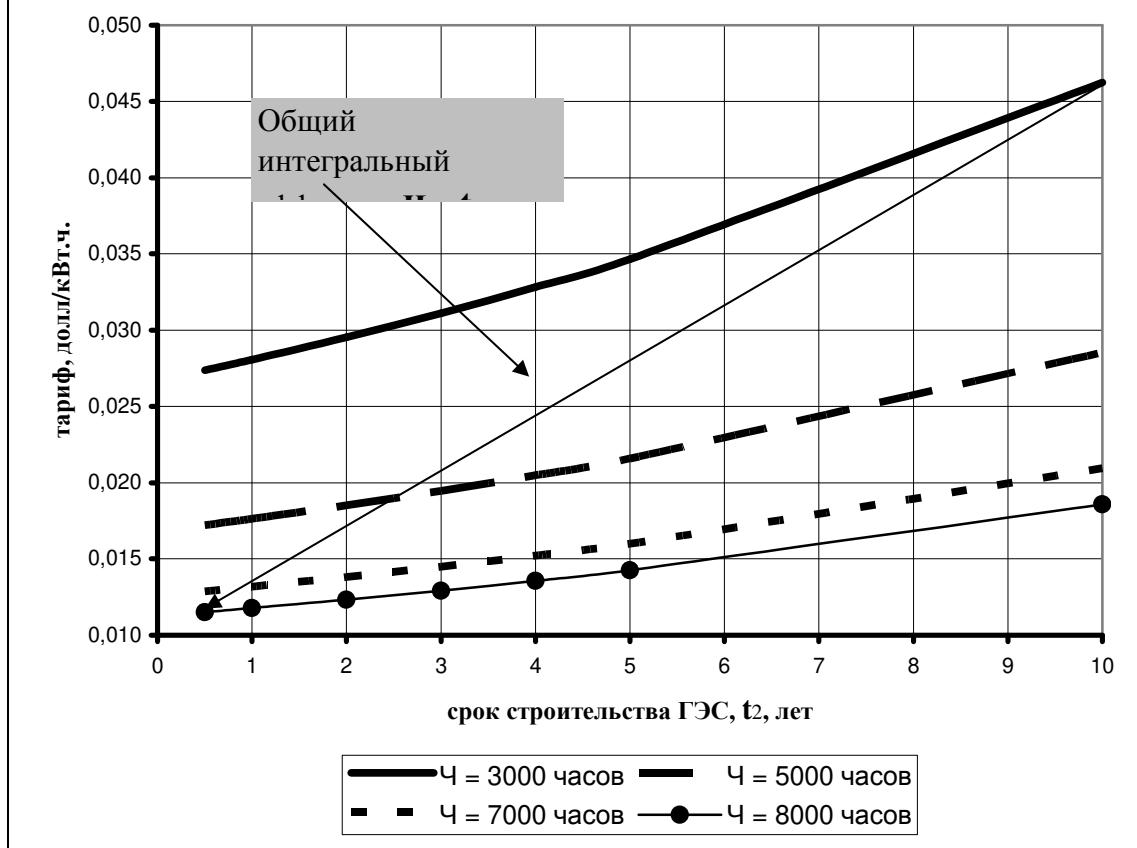
Из всего вышеизложенного понятно, что критериями эффективности нового строительства ГЭС может быть или её удельная стоимость - $\mathbf{S}$ (для устойчивой энергосистемы с постоянными тарифами на электроэнергию) или сами тарифы на электроэнергию системы - $\mathbf{\Psi}$ – для системы, находящейся в процессе реформирования.

**Зависимость $\mathbf{\Psi} = f(\mathbf{\Psi}, t_2)$
для условий формулы (35)**

Таблица 9

		Значения t_2 , лет						
		0,5	1	2	3	4	5	10
Значения $\mathbf{\Psi}$, часы	3000	0,027	0,028	0,030	0,031	0,033	0,035	0,046
	5000	0,017	0,018	0,019	0,019	0,020	0,022	0,029
	7000	0,013	0,013	0,014	0,014	0,015	0,016	0,021
	8000	0,012	0,012	0,012	0,013	0,014	0,014	0,019

Рис.14 График зависимости: $c = f(\mathbf{t}_2, \mathbf{t}_2)$



В обоих этих случаях основными факторами, повышающими эффективность ГЭС, являются сроки её строительства - $\mathbf{t}_2$, число часов использования её установленной мощности - $\mathbf{t}_2$ и себестоимость электроэнергии ГЭС - $\mathbf{c}$. Оптимизация этих параметров, за счет использования прогрессивных научно-технических и организационных решений позволяет достичь почти пятикратного эффекта по сравнению с получаемыми сегодня результатами.

В результате строительство новых ГЭС становится эффективным уже при тарифе, равном 1,2цент/кВт.ч., то есть почти таком же, как при полученном в разделе1. При этом сами эти оптимальные параметры имеют значения:

$$\mathbf{t}_2 = 0,5 \div 1 \text{ год,}$$

$$\mathbf{t}_2 = 7000 \text{ час/год,}$$

$$\mathbf{c} = 0,002 \text{ долл/кВт.ч.}$$

Внимательное рассмотрение этих значений показывает, что они относятся только к мини и малым ГЭС, мощностью до нескольких мегаватт. Действительно, только такую станцию можно построить за один летний сезон, или, в крайнем случае, за один год. Такая станция может быть деривационной и, не регулируя речной сток, работать круглый год на гарантированном расходе воды. И, наконец, такая станция, работая на конкретных потребителей и

находясь в негосударственной собственности¹, может иметь минимальные эксплуатационные затраты и, соответственно себестоимость.

Таким образом, при коммерческом подходе, сегодня в Таджикистане может быть выгодно только строительство малых ГЭС. И практика это хорошо подтверждает. С 1992 года по настоящее время в республике построено несколько десятков таких станций. Их финансирование осуществлялось частными предпринимателями с поддержкой международных финансовых организаций, прежде всего Фонда развития Ага-Хана. И все эти МГЭС находятся в частной собственности, за исключением построенных госэнергокомпанией «Барки-Точик»².

Предыдущий анализ рассматривает случай когда поставка и потребление электроэнергии начинаются только после строительства ГЭС. Возможен также случай, когда потребность в электроэнергии имеет место и в период строительства ГЭС. Можно видеть, что это не требует каких-то изменений в вышеполученных формулах, так, как соответствующие добавочные члены войдут, как в левую, так и в правую их части и, соответственно, взаимно уничтожатся.

2.3. Коммерческое развитие гидроэнергетики за счет кредита.

Предыдущий анализ предусматривал варианты строительства ГЭС за счет собственных средств. Рассмотрим теперь случай строительства ГЭС за счет привлечения внешних инвестиций. В качестве основного варианта последних примем кредит. Финансовые потоки для этого случая показаны в таблице 10.

Финансовые потоки при строительстве ГЭС за счет кредита

Таблица 10

Финансовые потоки	Годы											
	Строительства				Эксплуатации							
					Возврат кредита							
	1	2		t ₂	t ₂ +1	t ₂ +1		t ₃	t ₃ +1	t ₃ +1		t ₁
Получение кредита	P _{кр}	P _{кр}	P _{кр}	P _{кр}	-	-	-	-	-	-	-	-
Возврат кредита	-	-	-	-	P _в	P _в	P _в	P _в	-	-	-	-
Проценты на кредит	-	-	-	-	P _т	P _т	P _т	P _т	-	-	-	-
Прибыль от производства эл. энергии	-	-	-	-	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э	Э

Проект с использованием кредита будет эффективен, если чистая приведенная стоимость финансовых потоков его прибылей и затрат будет больше или равна нулю. То есть для предельного случая будем иметь:

¹ Для малых ГЭС нахождение в негосударственной собственности, таким образом, является преимуществом. Это говорит о том, что именно с них и было бы целесообразно начинать рыночные реформы.

² Такое положение не совсем понятно. Казалось бы именно «Барки-Точик» должна было бы в первую очередь быть заинтересованной в передаче в частную собственность своих малых ГЭС, являющихся для нее просто «лишним грузом».

$$\text{ЧПС}_3 = \text{ЧПС}_B + \text{ЧПС}_\%, \quad (36)$$

где:

ЧПС_3 – дисконтированный поток прибыли от производства электроэнергии за период от t_2 до t_1 лет:

$$\text{ЧПС}_3 = (\pi - c)N \times \chi \times \frac{q^{t_2} - q^{t_1}}{1 - q}, \quad (37)$$

ЧПС_B - дисконтированный поток затрат на возврат кредита за период от t_2 до t_3 лет:

$$\text{ЧПС}_B = \frac{S \times N}{t_3 - t_2} \times \frac{q^{t_2} - q^{t_3}}{1 - q}, \quad (38)$$

$\text{ЧПС}_\%$ - дисконтированный поток затрат на обслуживание кредита за период от t_2 до t_3 лет при общей процентной ставке – $100k, \%$:

$$\begin{aligned} \text{ЧПС}_\% &= \frac{k S N}{t_3 - t_2} \left[(t_3 - t_2)q^{t_2} + \dots + (t_3 - t_2 - t_3 + t_2 + 1)q^{t_3-1} \right] = \\ &= \frac{k S N}{t_3 - t_2} \left\{ \left[t_3 q^{t_2} + \dots + t_3 q^{t_3-1} \right] - \left[t_2 q^{t_2} + \dots + (t_3 - 1)q^{t_3-1} \right] \right\} = \\ &= \frac{k S N}{t_3 - t_2} \times \left[t_3 \times \left(\frac{q^{t_2} - q^{t_3}}{1 - q} \right) - \sum_{i=t_2}^{i=t_3-1} i \times q^i \right] \end{aligned} \quad (39)$$

Подставляя эти выражения в общее критериальное уравнение (36), после некоторых преобразований, получим:

$$\pi = c + \frac{S (q^{t_2} - q^{t_3})}{\chi (t_3 - t_2)(q^{t_2} - q^{t_1})} \left[1 + k t_3 - \frac{k (1 - q)}{(q^{t_2} - q^{t_3})} \times \sum_{i=t_2}^{i=t_3-1} i \times q^i \right] \quad (40)$$

Это уравнение определяет тот минимальный тариф централизованной системы (покупной электроэнергии) при котором становится выгодным строительство ГЭС с использованием кредитных средств. Соответствующие расчеты приведены в табл.11, 12 и 13 и показаны на рисунках 15, 16, и 17.

Таблица 11.

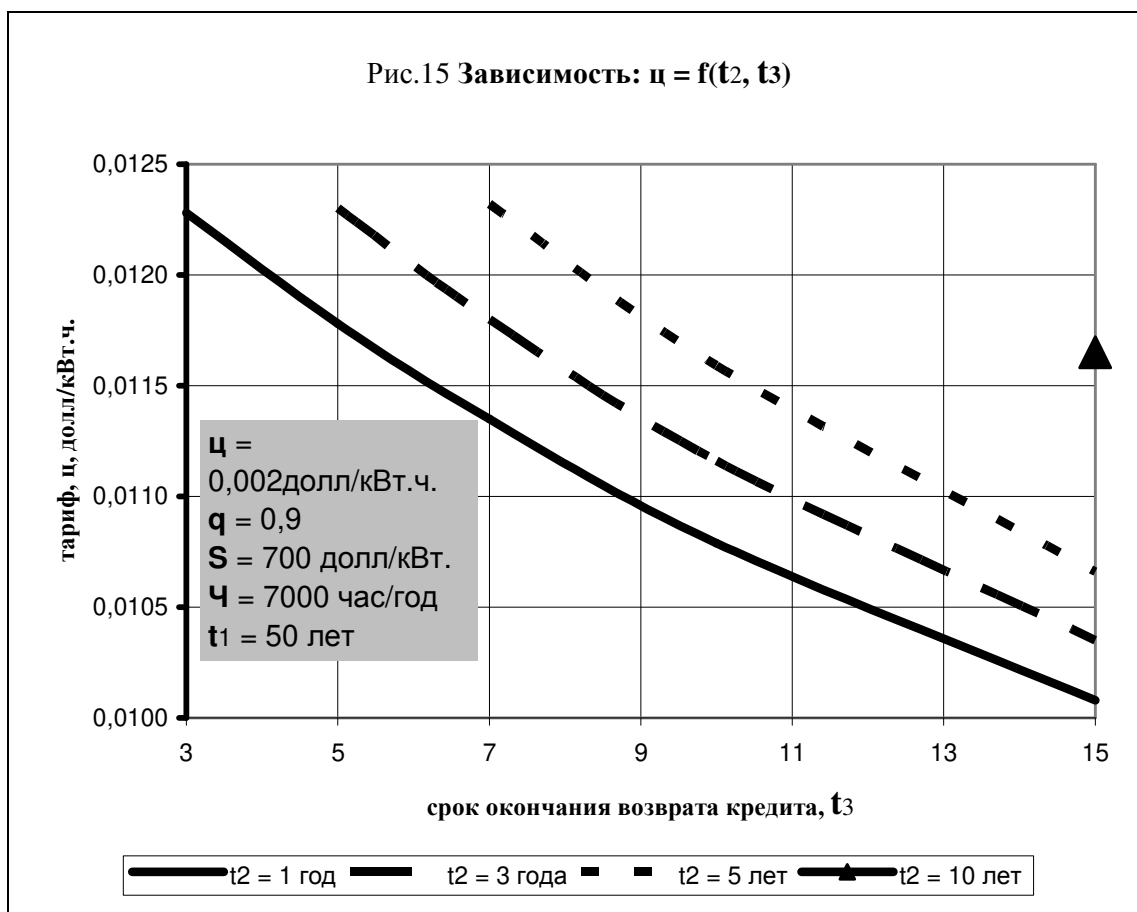
$\kappa=0,05$ $q=0.9$		t_3				
		3	5	7	10	15
t_2	1	0,01228	0,01178	0,01135	0,01079	0,01008
	3		0,01230	0,01180	0,01116	0,01035
	5			0,01232	0,01159	0,01066
	10					0,01165

Таблица 12.

$\kappa=0,1$ $q=0.9$		t_3				
		3	5	7	10	15
t_2	1	0,01301	0,01292	0,01284	0,01274	0,01261
	3		0,01303	0,01294	0,01282	0,01267
	5			0,01305	0,01291	0,01275
	10					0,01298

Таблица 13.

$\kappa=0,2$ $q=0.9$		t_3				
		3	5	7	10	15
t_2	1	0,01447	0,01520	0,01583	0,01664	0,01768
	3		0,01449	0,01522	0,01614	0,01732
	5			0,01451	0,01557	0,01692
	10					0,01565



Все расчеты выполнены для определенных выше, наиболее оптимальных для Таджикистана условий:

$S = 700$ долл/кВт,
 $c = 0.002$ долл/кВт.ч.
 $\text{Ч} = 7000$ часов/год,
 $t_1 = 50$ лет,
 $t_2 = 3$ года,
 $t_3 = 7$ лет,
 $q = 0,9$

Рис.16 Зависимость: $\pi = f(t_2, t_3)$

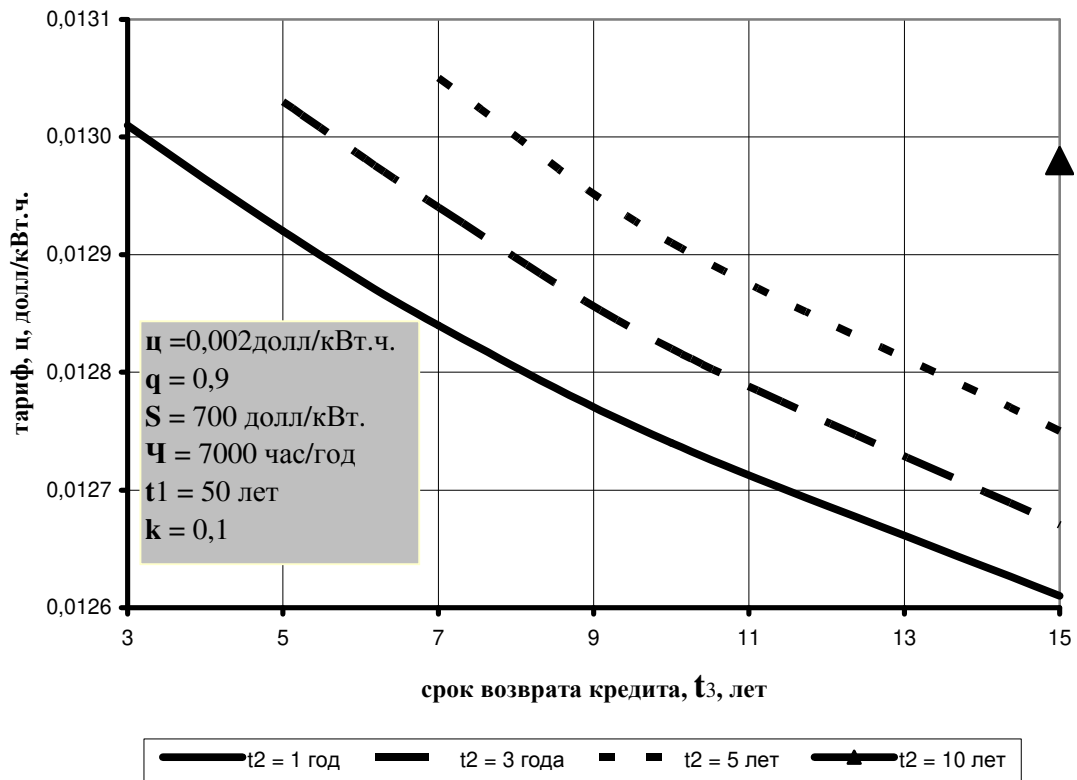
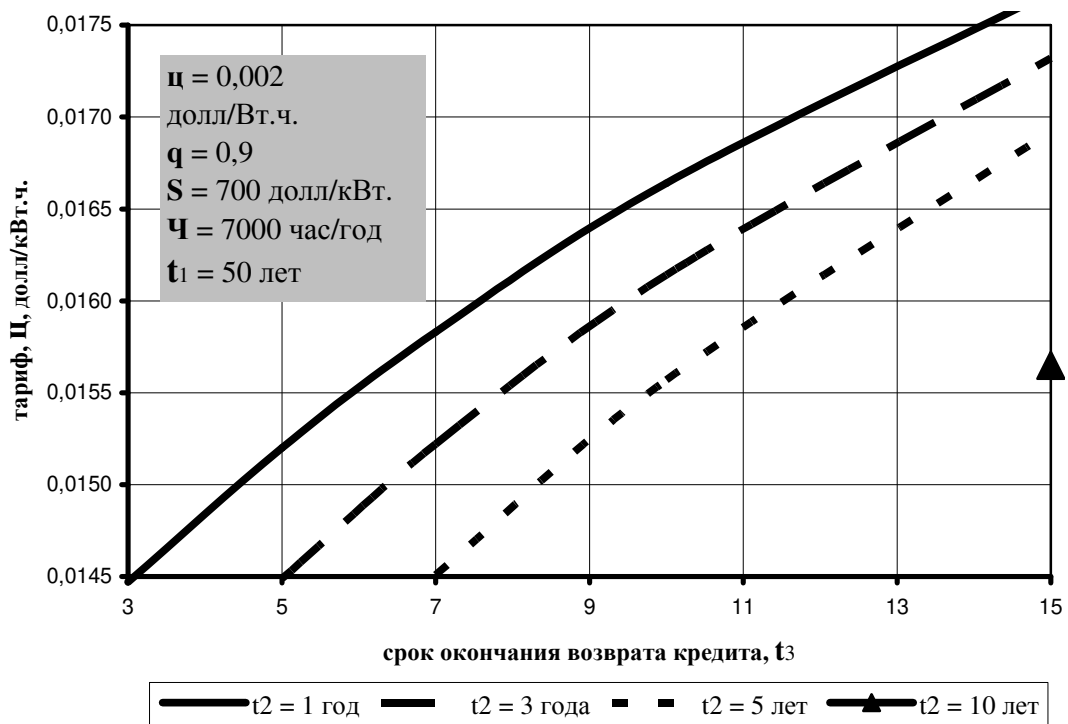


Рис.17 Зависимость: $\pi = f(t_2, t_3)$



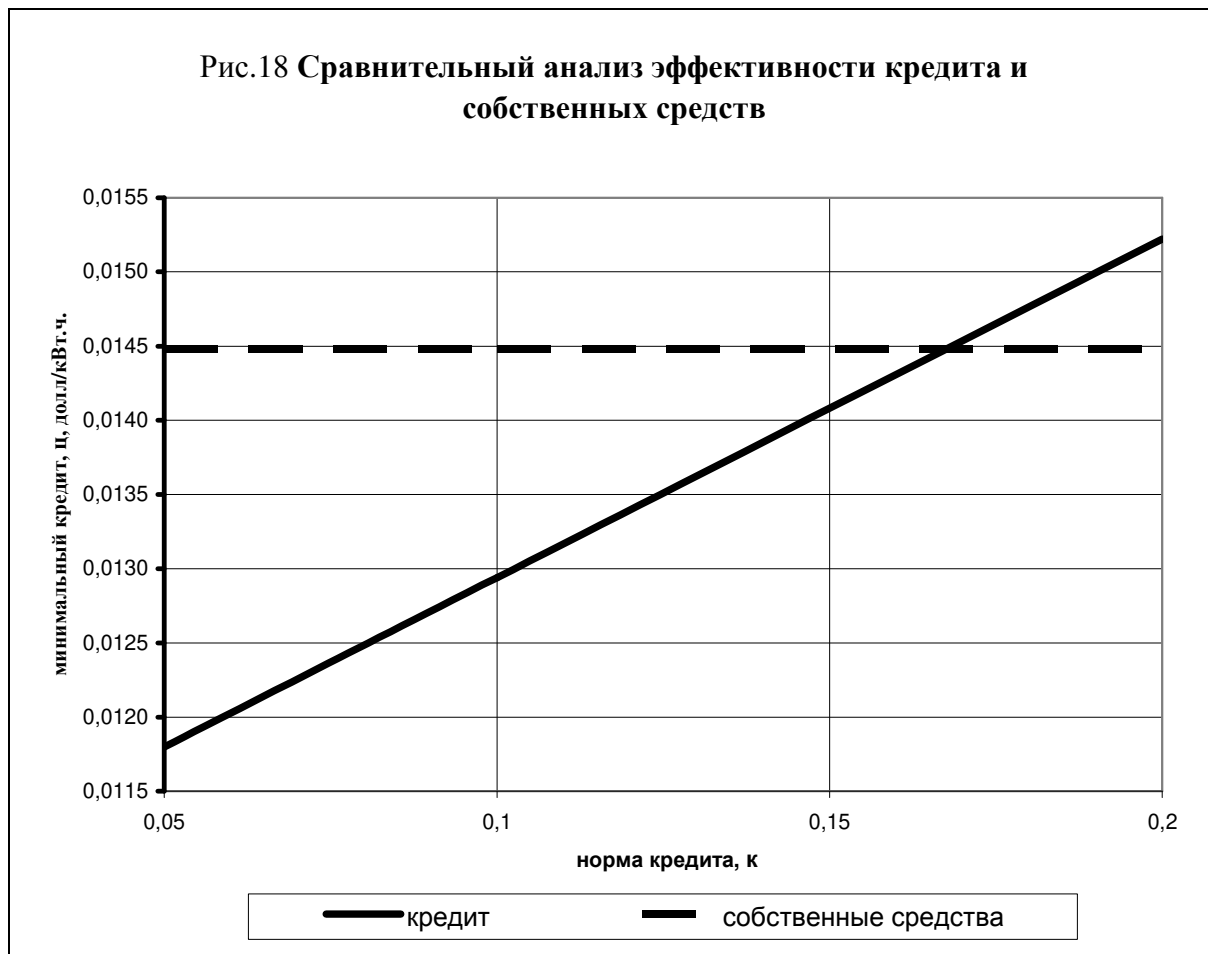
Кроме всего прочего, эти данные показывают, что увеличения срока погашения кредита выгодно только при небольших ставках кредита – на рис.15 и 16, при пяти и десяти процентных кредитах, увеличении срока погашения снижает минимальный тариф, а на рис.17, при 20%-м кредите, наоборот, повышает.

Сравнительный анализ использования кредита и собственных средств показан в таблице 14 и на рисунке 18.

**Значения минимального тарифа энергосистемы Ц,
обеспечивающего предельную экономическую эффективность
кредитного капитала и собственных средств.**

Таблица 14

Кредит	к = 0,05	к = 0,10	к = 0,20
	0,01180	0,01294	0,01522
Собственные средства	0,01448		



Видно, что при рассмотренных условиях кредит эффективнее использования собственных средств вплоть до процентной ставки на него 17%.

2.4. Коммерческое развитие гидроэнергетики и акционерный капитал.

Во всем выше сделанном анализе в качестве инвестиционного капитала рассматривался только кредит. Но такой же интерес представляет и другой вид инвестиций – акционерный капитал. В принципе, для него можно было бы сделать такие же расчеты, как в предыдущем разделе. Но можно поступить проще и просто установить прямую связь между этими видами инвестиций, и после этого использовать полученные выше результаты, как для кредита, так и для акционерного капитала. Для этого необходимо определить условие эквивалентности:

$$d \sim k, \quad (41)$$

где: d – норма дивидендов,
 k – норма кредита,

при котором экономическая стоимость обоих видов инвестиций будет одна и та же.

Очевидно, это будет иметь место в случае, когда в условиях рассматриваемого проекта будут равны их чистые приведенные стоимости:

$$\text{ЧПС}_{\text{кр}} = \text{ЧПС}_{\text{а.к.}} \quad (42)$$

где: $\text{ЧПС}_{\text{кр}}$ – чистая приведенная стоимость кредитного капитала,
 $\text{ЧПС}_{\text{а.к.}}$ – чистая приведенная стоимость акционерного капитала.

Чистая приведенную стоимость акционерного капитала можно определить просто как дисконтированную сумму дивидендов за весь срок службы проекта, то есть:

$$\text{ЧПС}_{\text{а.к.}} = d \times P \times \left(\frac{1 - q^{t_1}}{1 - q} \right), \quad (43)$$

где все обозначения прежние.

Чистая приведенная стоимость кредитного капитала состоит из двух слагаемых – возврата самого капитала и оплаты процентов по нему:

$$\text{ЧПС}_{\text{кр}} = \text{ЧПС}_{\text{взвр.}} + \text{ЧПС}_{\text{обсл.}} \quad (44)$$

$\text{ЧПС}_{\text{взвр.}}$, учитывая, что возврат кредита осуществляется равными порциями в период от t_2 до t_3 (в период от окончания строительства до срока окончания возврата кредита), будет равен:

$$\text{ЧПС}_{\text{взвр.}} = \frac{P}{t_3 - t_2} \times \left(\frac{q^{t_2} - q^{t_3}}{1 - q} \right) \quad (45)$$

В свою очередь, обслуживание кредита, при условии, что оно начинается с первого года его получения, можно выразить зависимостью:

$$\begin{aligned}
 \text{ЧПС}_{\text{обсл}} &= \mathbf{k} \times \mathbf{P} \left(\frac{\mathbf{t}_3}{\mathbf{t}_3} + \frac{\mathbf{t}_3-1}{\mathbf{t}_3} \times \mathbf{q} + \frac{\mathbf{t}_3-2}{\mathbf{t}_3} \times \mathbf{q}^2 + \dots + \frac{\mathbf{t}_3-\mathbf{t}_3-1}{\mathbf{t}_3} \times \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3-1} \right) = \\
 &= \frac{\mathbf{k} \times \mathbf{P}}{\mathbf{t}_3} \times \left[\left(\mathbf{t}_3 + \mathbf{t}_3 \times \mathbf{q} + \dots + \mathbf{t}_3 \times \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3-1} \right) - \left(\mathbf{q} + 2 \mathbf{q}^2 + \dots + (\mathbf{t}_3-1) \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3-1} \right) \right] = \\
 &= \mathbf{k} \times \mathbf{P} \times \left(\frac{1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3}}{1 - \mathbf{q}} - \frac{1}{\mathbf{t}_3} \times \sum_{\mathbf{i}=1}^{\mathbf{t}_3-1} \mathbf{i} \times \mathbf{q}^{\mathbf{i}} \right) \quad (46)
 \end{aligned}$$

Подставляя полученные выражения в общую формулу (42), будем иметь:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{d} \times \mathbf{P} \times \left(\frac{1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_1}}{1 - \mathbf{q}} \right) &= \frac{\mathbf{P}}{\mathbf{t}_3 - \mathbf{t}_2} \times \left(\frac{\mathbf{q}^{\mathbf{t}_2} - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3}}{1 - \mathbf{q}} \right) + \\
 &+ \mathbf{k} \times \mathbf{P} \times \left(\frac{1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3}}{1 - \mathbf{q}} - \frac{1}{\mathbf{t}_3} \times \sum_{\mathbf{i}=1}^{\mathbf{t}_3-1} \mathbf{i} \times \mathbf{q}^{\mathbf{i}} \right) \quad (47)
 \end{aligned}$$

откуда после сокращения на общий множитель $\mathbf{P}$ и некоторых преобразований, окончательно получим:

$$\mathbf{d} = \frac{1}{1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_1}} \left\{ \frac{\mathbf{q}^{\mathbf{t}_2} - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3}}{\mathbf{t}_3 - \mathbf{t}_2} + \mathbf{k} \left[(1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_3}) - \frac{1 - \mathbf{q}}{\mathbf{t}_3} \times \sum_{\mathbf{i}=1}^{\mathbf{t}_3-1} \mathbf{i} \times \mathbf{q}^{\mathbf{i}} \right] \right\} \quad (48)$$

Эта формула решает поставленную задачу. Ее анализ, прежде всего, показывает, что влияние жизненного цикла проекта – $\mathbf{t}_1$ – сказывается в формуле (48) только за счет одного многочлена: $(1 - \mathbf{q}^{\mathbf{t}_1})$. Для оценки конкретного влияния параметра $\mathbf{t}_1$ ниже, в таблице 14 сделаны соответствующие расчеты.

Оценка влияния t_1
 $d = f((1-q^{t_1})^{-1})$

Таблица 15

		t_1				
		10	20	30	50	100
q	0.95	2.492	1.559	1.273	1.083	1.006
	0.9	1.535	1.138	1.044	1.005	1.000
	0.8	1.120	1.012	1.001	1.000	1.000
	0.7	1.029	1.001	1.000	1.000	1.000

Данные этой таблицы показывают, что для всех реальных значений коэффициентов дисконтирования и сроков службы ГЭС влияние последнего пренебрежимо мало. Такие комбинации выделены в таблице затемнением. Поэтому в дальнейшем анализе можно исключить значение жизненного цикла проекта из числа изменяемых аргументов и принять $t_1 = 50 \text{ лет} = \text{const}$.

Рассмотрим теперь, какое влияние оказывают на взаимосвязь $d = f(k)$ срок строительства ГЭС – t_2 и срок возврата кредита – t_3 . Для выяснения этого вопроса ниже в таблице 16 и 17 приведены соответствующие расчеты значений **d** для двух наиболее характерных значений q – 0.95 и 0.90, при постоянном значении $t_1 = 50 \text{ лет}$. Кроме того, все расчеты в этих таблицах выполнены для значений $k = (1-q)$, что соответствует реальным экономическим условиям.

Таблица 16

$q = (1-k) = 0.95, t_1 = 50 \text{ лет}$

		t_3			
		2	5	7	10
t_2	1	0.0530	0.0553	0.0553	0.0549
	2		0.0541	0.0541	0.0538
	3		0.0529	0.0529	0.0527
	5			0.0507	0.0506
	10				

Таблица 17

$q = (1-k) = 0.90, t_1 = 50 \text{ лет}$

		t_3			
		2	5	7	10
t_2	1	0.0969	0.1042	0.1037	0.1032
	2		0.1000	0.0998	0.0996
	3		0.0960	0.0961	0.0962
	5			0.0895	0.0902
	10				

Хорошо видно, что в пределах достаточной точности влиянием t_2 и t_3 , в диапазоне их реальных изменений, также можно пренебречь. В итоге, для практических расчетов получим упрощенную зависимость $d = f(k)$ в виде:

$$d = \frac{1}{1-q^{50}} \left\{ \frac{q^2 - q^5}{3} + k \left[(1 - q^5) - \frac{1-q}{5} \times \sum_{i=1}^{i=4} i \times q^i \right] \right\} \quad (49)$$

В этой формуле приняты наиболее типичные значения параметров:

$t_1 = 50 \text{ лет} = \text{const},$

$t_2 = 2 \text{ года} = \text{const},$

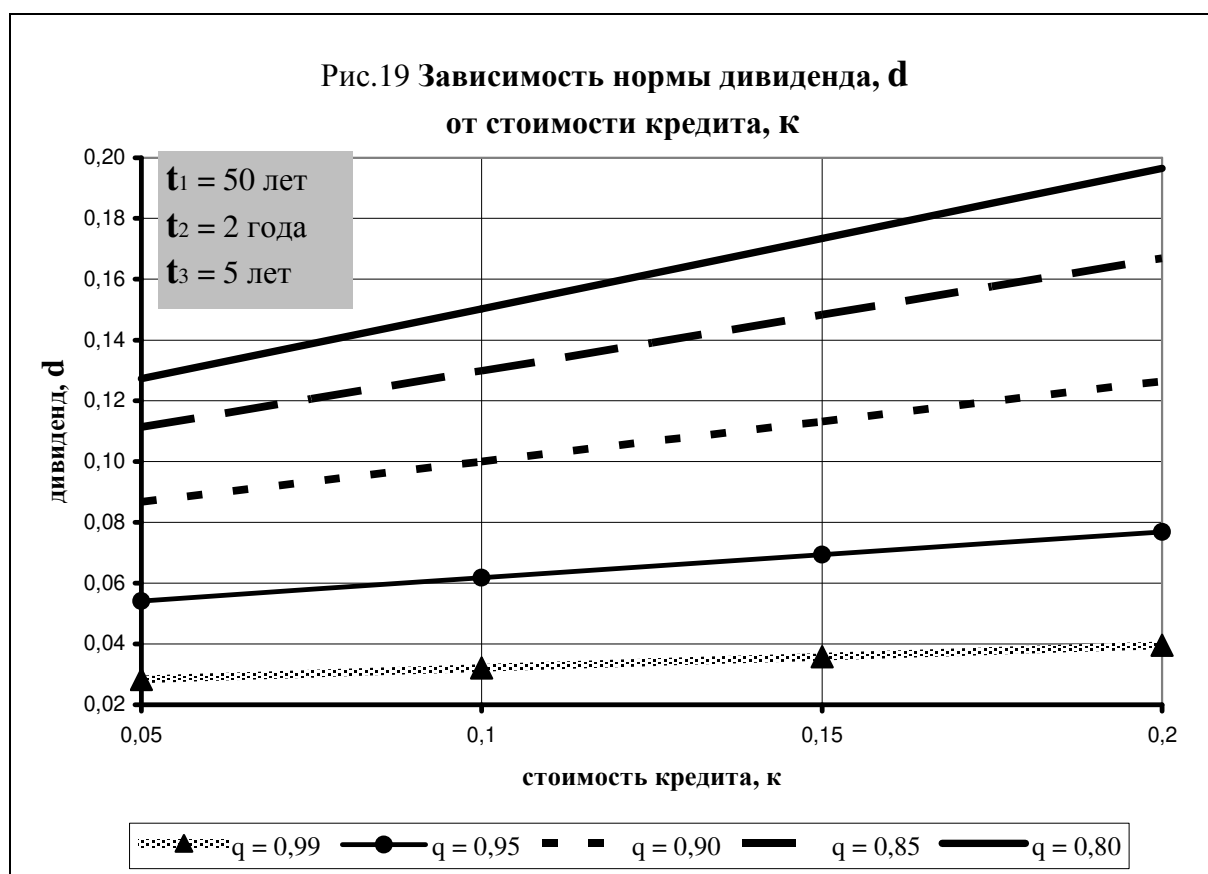
$t_3 = 5 \text{ лет} = \text{const}.$

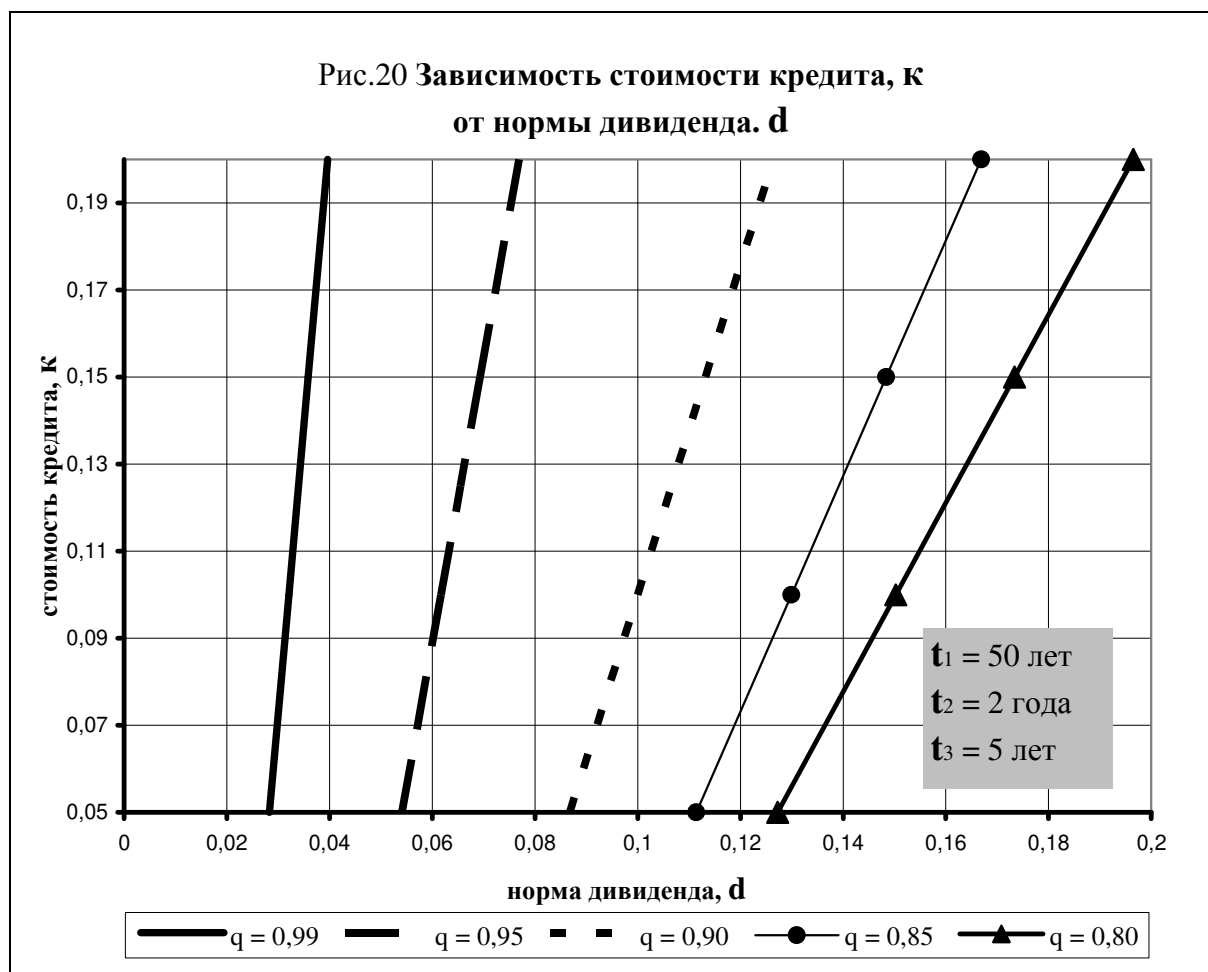
Непосредственные расчеты по этой формуле приведены в таблице (18) и показаны на рис.19 и 20.

Значения $d = f(k, q)$

Таблица 18

$t_2 = 2 \text{ года}, t_3 = 5 \text{ лет}, t_1 = 50 \text{ лет}$					
		k			
		0.05	0.10	0.15	0.20
q	0.99	0.0283	0.0321	0.0358	0.0396
	0.95	0.0541	0.0617	0.0693	0.0769
	0.90	0.0868	0.1000	0.1132	0.1264
	0.85	0.1114	0.1299	0.1484	0.1669
	0.80	0.1272	0.1503	0.1734	0.1965





Полученные выше зависимости позволяют, кроме всего прочего выполнить сравнительный анализ эффективности и доступности и акционерного капитала. Прежде всего, акционерный капитал может быть привлечен в проект только при выполнении критерия:

$$d \geq (1 - q) \quad (50)$$

то есть если доход акционеров в данном проекте будет не меньше средней банковской процентной ставки. В противном случае акционерный капитал перетечет в другие проекты. Так как в таблице (18) приведены максимальные значения дивиденда d , при котором обеспечивается его эквивалентность кредиту, то вышеприведенному критериальному условию в этой таблице удовлетворяют только те значения, которые затемнены. Но это еще не все. Дополнительным критерием привлечения акционерного капитала в конкретный проект является также условие:

$$d \geq k, \quad (51)$$

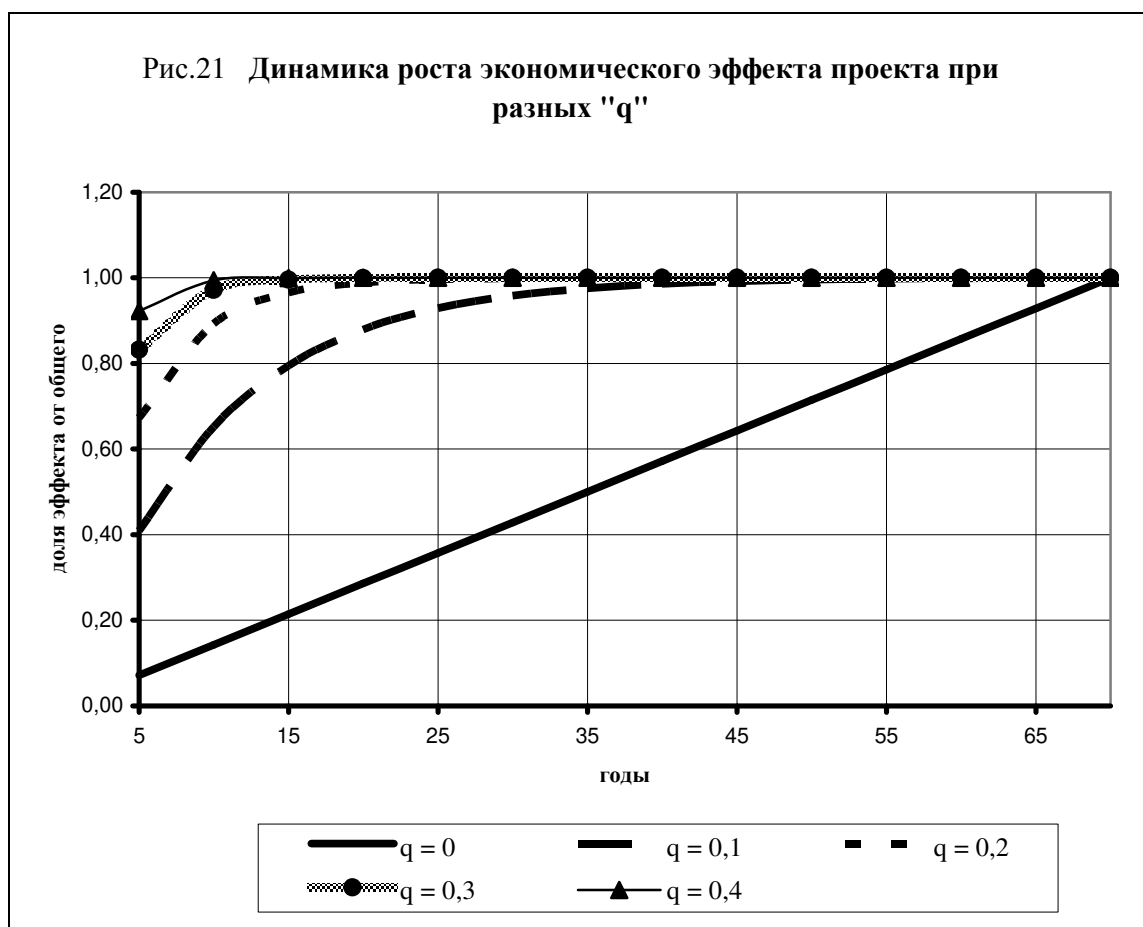
то есть требование, чтобы прибыль на акционерный капитал была бы не меньше процентной ставки конкретного банка, финансирующего данный проект. В противном случае акционерам будет выгоднее вложить свои средства не в проект, а в этот банк. Этому условию удовлетворяют только значения, выделенные жирным шрифтом.

Сделанный анализ показывает, что возможности акционерного капитала в энергетике, отличающейся достаточно медленной отдачей, очень ограничены. И, во всяком случае, при сегодняшних льготных условиях, предоставляемых Азиатским, Исламским и другими анало-

гичными финансовыми институтами, кредитные заимствования являются, как значительно более выгодными, так и более реальными. И очень убедительным доказательством этого является пример Сангтудинской ГЭС, где после создания в 1997 году акционерного общества, несмотря на все усилия, в том числе и со стороны Правительства РТ, за все последующие годы так и не удалось привлечь никакого акционерного капитала, как внутреннего, так и внешнего

2.5. Оценка современного метода определения экономической эффективности проектов.

Как уже объяснялось ранее, современный метод оценки экономической эффективности, применяемый в настоящей работе использует в качестве критерия внутреннюю норму окупаемости или доходности (Internal rate of return), представляющую собой ставку дисконтирования, обеспечивающую к концу жизненного цикла проекта равную нулю чистую приведенную стоимость, то есть равенство текущих притоков (прибылей) и оттоков (инвестиций) капиталов. Этим учитывается стоимость денег во времени.



При этом такая методика для реальных значений нормы дисконтирования, по сути дела, учитывает экономический эффект только сравнительно короткого, начального периода функционирования проекта. Это хорошо показывает рис.21.

Согласно рис.21, практически весь эффект проекта (95%) достигается при «q» = 0,1 уже в первые 27 лет, при «q» = 0,2 – за 14 лет, при «q» = 0,3 – за 9 и при «q» = 0,4 - за 7 лет эксплуатации. Таким образом, принятый сегодня критерий эффективности учитывает только относительно небольшой начальный период жизни проекта, оставляя без внимания основную его часть.

Согласно этому, с учетом того, что реальная норма дисконта, q в настоящее время не ниже 0,1, получаем, что, например, Нурекская ГЭС сегодня, после более чем 25 лет ее эксплуатации уже не имеет какого-либо экономического эффекта¹. С этим едва ли согласятся сегодняшние жители Таджикистана. Трудно представить, как бы сложилась ситуация сегодня, если бы, при отсутствии собственного углеводородного топлива, в республике не было бы Нурекской ГЭС.

Объекты энергетики, особенно -ГЭС, имеют в действительности значительно более длительные жизненные циклы. Например, Варзобская ГЭС №1, построенная в 1936 году, успешно эксплуатируется до настоящего времени и может при нормальных условиях проработать ещё не один десяток лет.

Таким образом, использование в качестве критерия внутренней нормы окупаемости для гидроэнергетики Таджикистана довольно проблематично.

Можно предположить, что этот критерий в какой-то мере просто лоббирует теплоэнергетику, ориентируемую на использование нефти и газа. Для того, чтобы убедиться в этом сделаем сравнительный анализ этого метода и других методов, которые применялись совсем недавно в экономических расчетах.

В качестве оценки других методов оценки экономической эффективности рассмотрим метод приведенных затрат и метод прямых финансовых потоков. Проведем с их помощью сравнение двух альтернативных электростанций одной и той же мощности $N = 500\text{МВт.}$, с параметрами:

1. ГЭС:

Капиталовложения в строительство, удельные - $S_{уд.}^{гэс.} = 1350 \text{ долл./кВт.}$, общие $P_{общ.}^{гэс.}$ - 675 млн. долл.,

Срок строительства - $t_{стр.}^{гэс.} = 6 \text{ лет.}$,

Число часов использования установленной мощности - $Ч_{у.м.}^{гэс.} = 5000 \text{ час.}$,

Выработка электроэнергии - $Э^{гэс.} = 2,5 \text{ млрд. кВт. ч. в год,}$

Эксплуатационные издержки, удельные - $c^{гэс.} = 0,004 \text{ долл./кВт.}$, общие - $И^{гэс.} = 10 \text{ млн. долл.}$

ТЭС:

$S_{уд.}^{тэс.} = 600 \text{ долл./кВт.}$ $P_{общ.}^{тэс.} = 300 \text{ млн. долл.}$

$t_{стр.}^{тэс.} = 6 \text{ лет,}$

$Ч_{у.м.}^{тэс.} = 5000 \text{ час.}$

$Э^{тэс.} = 2,5 \text{ млрд. кВт.ч.}$

$c^{тэс.} = 0,022 \text{ долл./кВт.ч.}$ $И^{тэс.} = 55 \text{ млн. долл.}$

Все расчеты выполним для тарифа, равного $\Pi = 0,05 \text{ долл./кВт. ч.}$ Рассмотрим сначала метод прямых финансовых потоков. Будем иметь для t лет после ввода в эксплуатацию общую прибыль (для государства, без уплаты налогов):

ГЭС:

$$\Pi^{гэс.} = (Э^{гэс.} * \Pi - И^{гэс.}) * t - P_{общ.}^{гэс.} \quad (52)$$

ТЭС:

$$\Pi^{тэс.} = (Э^{тэс.} * \Pi - И^{тэс.}) * t - P_{общ.}^{тэс.} \quad (53)$$

¹ Точнее сказать, этот сегодняшний эффект не был бы учтен в проекте Нурекской ГЭС при использовании критерия внутренней нормы доходности.

Рассчитанные по формулам (52) и (53) значения прибыли и их отношения для ГЭС и ТЭС приведены в таблице 19.

Сравнительный анализ ГЭС и ТЭС методом прямых финансовых потоков.

Млн. долл.

Таблица 19

	t, лет			
	10	20	50	100
Прибыль ГЭС	475	1625	5075	10825
Прибыль ТЭС	400	1100	3200	6700
ГЭС/ТЭС	1,19	1,48	1,59	1,62

Видно, что на всех этапах ГЭС эффективней ТЭС.

Сделаем теперь расчеты по методу приведенных затрат. Будем иметь:

ГЭС:

$$З_{пр.}^{гэс} = P_{общ.}^{гэс} * E_n + I^{гэс} = 675 * 0,12 + 10 = 91 \text{ млн.долл.}$$

ТЭС:

$$З_{пр.}^{тэс} = P_{общ.}^{тэс} * E_n + I^{тэс} = 300 * 0,12 + 55 = 91 \text{ млн. долл.,}$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений. В этом варианте получаем равную эффективность ГЭС и ТЭС.

И, наконец, проведем сравнительный анализ ГЭС и ТЭС с помощью третьего критерия - внутренней нормы окупаемости. Такие расчеты приведены в таблице 20. Видно, что в этом варианте более эффективной становится уже ТЭС. Кроме того, эти расчеты показывают, что при значении внутренней нормы окупаемости $q \geq 0,15$, вполне реальном при сегодняшнем рейтинге Таджикистана, и ГЭС и ТЭС становятся абсолютно убыточными даже при тарифе 5 центов за киловатт*час. В тоже время реальный опыт показывает, что энергосистема Таджикистана высокорентабельна уже при тарифе 1цент/кВт. ч.

Таким образом, используя три различные методики оценки экономической эффективности проектов, мы получили совершенно различные, несовместимые друг с другом результаты. При сравнительной оценке по методу прямых финансовых потоков, вариант ГЭС показал значительно более высокую эффективность по сравнению с ТЭС. При использовании критерия приведенной стоимости эффективность ГЭС и ТЭС уже одна и та же. И, наконец, при расчетах с использованием критерия внутренней нормы окупаемости уже ТЭС становится более эффективной. И, кроме того, при некоторых, вполне реальных значениях тарифов на электроэнергию, и ГЭС и ТЭС в третьем варианте становятся убыточными. То есть, в этом варианте никакие прибыли будущих периодов не могут компенсировать первоначальные затраты даже для ГЭС, использующих для выработки электроэнергии бесплатный энергоноситель - воду.

Сравнительный анализ эффективности ГЭС и ТЭС методом внутренней нормы окупаемости.

млн.\$ в год

Таблица 20

Денежные потоки	Годы с начала проекта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	...	56
	ГЭС									
1.Капиталовложения,	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	-	-	...	-

Дисконтированные капиталовложения с нарастающим итогом, при:										
q=0.1						539				
q=0.15						489.6				
2. Прибыль	-	-	-	-	-	-	115	115	...	115
Дисконтированная прибыль с нарастающим итогом, при:										
q=0.1										708
q=0.15										380.9
3. Дисконтированный поток капиталов, при:										
q=0.1										169
q=0.15										-109
	ТЭС									
1. Капиталовложе-ния, млн.\$ в год	50	50	50	50	50	50	-	-	...	-
Дисконтированные капиталовложения с нарастающим итогом, при:										
q= 0.1						239.6				
q=0.15						217.6				
2. Прибыль	-	-	-	-	-	-	70	70	...	70
Дисконтированная прибыль с нарастающим итогом, при:										
q=0.1										430.9
q=0.15										165.6
3. Дисконтированный поток капиталов, при:										
q=0.1										191.3
q=0.15										-52
Отношение: ГЭС/ТЭС	при q=0.1: 0.88									
	при q=0.15: -2.09									

С учетом этого можно прийти к выводу, что для такого базового сектора экономики, как энергетический, из всех трёх рассмотренных методик наиболее обоснованной в настоящее время является первая, основанная на учете результатов работы проекта за весь срок его службы в условиях неизменной валюты.

Выскажем еще несколько соображений по поводу существующей методики оценки экономической эффективности проектов.

Как уже отмечалось выше, очень существенным ее недостатком является то, что в ней, практически, не учитывается большая часть периода службы проекта, его жизненного цикла.

Кроме того, в используемых у нас вариантах методики, как правило, не учитывается инфляция. Предполагается, что в этом нет необходимости, так как расчеты выполняются в долларах, а инфляция доллара пренебрежимо мала по сравнению с применяемой ставкой дисконта $q \geq 10\%$.

На самом деле положение несколько другое. Доллар, как и любая другая валюта, также подвержен инфляции. Например, за период с 1926 по 1993 годы средняя инфляция составляла 3,1% в год (л.17). При этом она неуклонно возрастала со временем:

В период 1950÷1993г.г. была равна 4,1%,
В период 1960÷1993г.г. была равна 4,8%,
В период 1970÷1993г.г. была равна 5,6%.

В дальнейшем, в середине 90-х годов прошлого века, она несколько снизилась, но сейчас снова значительно возросла.

Что же касается ставки дисконта, определяемой реальным ростом экономики¹, то ее значение, применяемое в существующей методике, $q \geq 10\%$, наоборот, завышено². Даже для наиболее устойчиво развивающейся экономики США, реальная процентная ставка на капитал, как показывает тот же источник (л.17), не превышала за тот же рассматриваемый период - 1926÷1993г.г. для государственных бумаг значения 5,5% (табл.21). Более высокие процентные ставки на ценные бумаги корпораций, приведенные в табл.21 не имеют значения для ставки дисконта, так как определяются прибылью предприятий. Отсюда следует, что в пределах точности расчетов³ банковский процент на капитал, практически полностью «съедается» инфляцией.

Не учитывается в существующей методике и такой важный момент, как имеющий место во всем современном мире рост тарифов на электроэнергию. Например, в тех же США этот тариф в 1960г. был равен 1,6ц/кВт.ч., в 1980г. он вырос до 3÷4ц/кВт.ч., а к 2000г. – до 8÷10ц/кВт.ч. То есть в среднем в последние почти пол века рост тарифов на электроэнергию составлял 4÷4,5%.

Только с учетом одних этих факторов можно видеть, что для гидроэнергетики применение существующей методики расчета экономической эффективности, предусматривающей дисконтирование денежных средств, существенно искажает реальную картину. В действительности, как с учетом инфляции, так и с учетом роста тарифов ставка дисконта может быть не только нулевой, но даже отрицательной.

Доходность ценных бумаг в США

Таблица.21

Вид ценных бумаг	Казначейские векселя	Долгосрочные государственные облигации	Долгосрочные облигации корпораций	Обыкновенные акции
Средняя доходность за период	3,74%	5,36%	5,90%	12,34%
Стандартное отклонение	3,32%	6,67%	8,46%	20,44%

Кроме того, нельзя не учитывать, что электроэнергия в народном хозяйстве не является конечной продукцией, а большей частью только сырьем, в крайнем случае, полуфабрикатом. В этом смысле можно провести аналогию с водой для сельского хозяйства. Никто не требует, чтобы подача воды сельхозпроизводителям приносила прямую прибыль, в большинстве же случаев доставка воды дотируется государством⁴. С учетом этого, не обязательно требовать, чтобы энергетика сама непосредственно приносила прибыль (пусть даже опосредованную, за счет использования дисконтирования в экономических расчетах), важно только чтобы такую прибыль давало бы ее дальнейшее использование.

¹ Ставка дисконта, по сути дела, ничто иное, как процентная банковская ставка на капитал.

² Такая повышенная ставка дисконта принята сегодня в связи с существующими рисками для вложения инвестиций. Это, по-видимому, оправдано для краткосрочных проектов, в основном торгового плана. Что же касается гидроэнергетики, то там трудно говорить о каких-либо рисках. Например, совершенно очевидно, что строительство Нурекской ГЭС в итоге не только не создало каких-либо экономических рисков, но, наоборот, обеспечило важные гарантии на будущее.

³ Точность определения любой величины в статистических расчетах определяется стандартной ошибкой измерения, а согласно табл.21 стандартные отклонения приведенных в ней величин равно или больше самих их значений.

⁴ В частности, такое дотирование и всегда раньше и сейчас имеет место и в Таджикистане.

Все это еще раз подтверждает сделанный ранее вывод о том, что для гидроэнергетики вместо принятой сегодня методики более подходящей является применяемая ранее методика, учитывающая прямые финансовые потоки, без дисконтирования. При этом, конечно, речь не идет об изменении мировых норм и правил. Но возврат к такой методике на национальном уровне, для применения к проектам развития, реализуемым за счет собственных средств, не только вполне возможен, но и целесообразен. Эффективность гидроэнергетики при этом существенно повысится.

3. Территориальное размещение ГЭС

Вопрос размещения ГЭС на территории республики с учетом необходимого уровня обеспечения электроэнергией всех потребителей является одним из важнейших. Обычно экономические методы при этом не используются, так как в большинстве стран мира количество подходящих створов для размещения ГЭС, особенно крупных, очень мало и просто не из чего выбирать. Таджикистан в этом отношении представляет собой редкое исключение – в любом его регионе имеются десятки подходящих для строительства ГЭС створов. Именно поэтому вопрос правильного размещения ГЭС так важен для республики. То, что цена ошибки при его решении может быть очень высокой, показывает современная ситуация с энергообеспечением севера республики – Сугдской области. В свое время все строительство ГЭС в республике было сосредоточено на юге республики – на реке Вахш, хотя в Сугдской области имелось достаточное количество аналогичных возможностей. При этом линия электропередач Юг – Север не была построена, так как она пролегает в сложнейших условиях горного рельефа и затраты на ее строительство превышают 150 млн. долл. в результате сегодня, при наличии свободных мощностей на Нурекской ГЭС, 85% необходимой ей электроэнергии Сугдская область получает из соседнего Узбекистана по взаимному обмену. После ввода в действие Талимарджанской ТЭЦ в Узбекистане такой обмен электроэнергией может прекратиться и в Сугдской области возникнет кризис с энергообеспечением. Такая возможная ситуация опасна не только с точки зрения энергетической безопасности страны, но и с точки зрения ее национальной безопасности.

Критерием экономической оптимизации территориального размещения ГЭС можно принять минимизацию суммарных капиталовложений на строительство ГЭС для выработки электроэнергии и на строительство линий электропередач (ЛЭП) для её транзита потребителям. С учетом этого, зона влияния одной ГЭС будет ограничиваться расстоянием, стоимость передачи электроэнергии на которое путем строительства ЛЭП будет дешевле сооружения на его конце новой станции требуемой мощности. Математически, это можно записать в виде:

$$L_{\text{max.}}^{\text{опт.}} \leq \frac{S_{\text{уд}}^{\text{гэс}}}{S_{\text{уд}}^{\text{лэп}}} N, \text{ где:} \quad (54)$$

$L_{\text{max.}}^{\text{опт.}}$ — максимальное расстояние передачи мощности, км.

N — передаваемая мощность, кВт.

$S_{\text{уд}}^{\text{гэс.}}$ — удельные капиталовложения в ГЭС, долл./кВт.

$S_{\text{уд}}^{\text{лэп.}}$ — удельные капиталовложения в ЛЭП, долл./км.

Дополнительным критерием является также техническая возможность передачи электроэнергии тем или иным типом ЛЭП, то есть:

$$L_{\text{max.}}^{\text{опт.}} \leq L_{\text{max.}}^{\text{техн.}} \quad (55)$$

Технические и экономические характеристики существующих ЛЭП приведены в таблице 22.

Характеристики ЛЭП

Таблица 22

Напря- жение кВт.	Тип опор	N-макс. кВт.	L ^{техн.} макс. км.	Стоимость 1км. ЛЭП		
				В ценах 1984г.тыс.рб		Тыс. долл.
				Интервал	Средн.	
0,4	Деревянные	100	0,25	7,35-8,17	7,76	12,4
10,0	Ж/б	3000	15	8,75	8,75	14,0
35,0	Металлические	10000	50	20,3-29,22	23,3	37,3
35,0	Ж/б+металл.	10000	50	20,46		
110,0	Ж/б+металл.	50000	150	30,7-41,12	35,9	57,3
220,0	Ж/б+металл.	200000	250	43,41-45,9	44,7	71,4
500,0	металлические	500000	700	100	100	160

Стоимость ГЭС конечно зависит от её типа, мощности, района строительства и пр. Но выше уже было показано, что для наших условий с достаточной точностью можно принять её постоянной, равной $S_{уд.}^{гэс} = 700 \text{ долл./кВт}$. Такие стоимости фактически сложились в республике при строительстве МГЭС в 1990-1999 годах. Такая же удельная стоимость определена проектами Сангтудинской и Рогунской ГЭС, находящимися в стадии строительства.

Вычисленные на основании этих данных максимально допустимые расстояния передачи электроэнергии, при которых эта передача эффективней строительства новой станции, приведены в таблице.23 и на рис.22 Для большей наглядности, они приведены отдельно в таблице 24.

Видно, что для крупных потребителей (50 и более мВт.) эффективное расстояние передачи электроэнергии составляет многие сотни километров, то есть, практически, не имеет ограничений в пределах республики.

Максимально допустимые расстояния передачи электроэнергии в зависимости от передаваемой мощности и напряжения ЛЭП.

Таблица 23

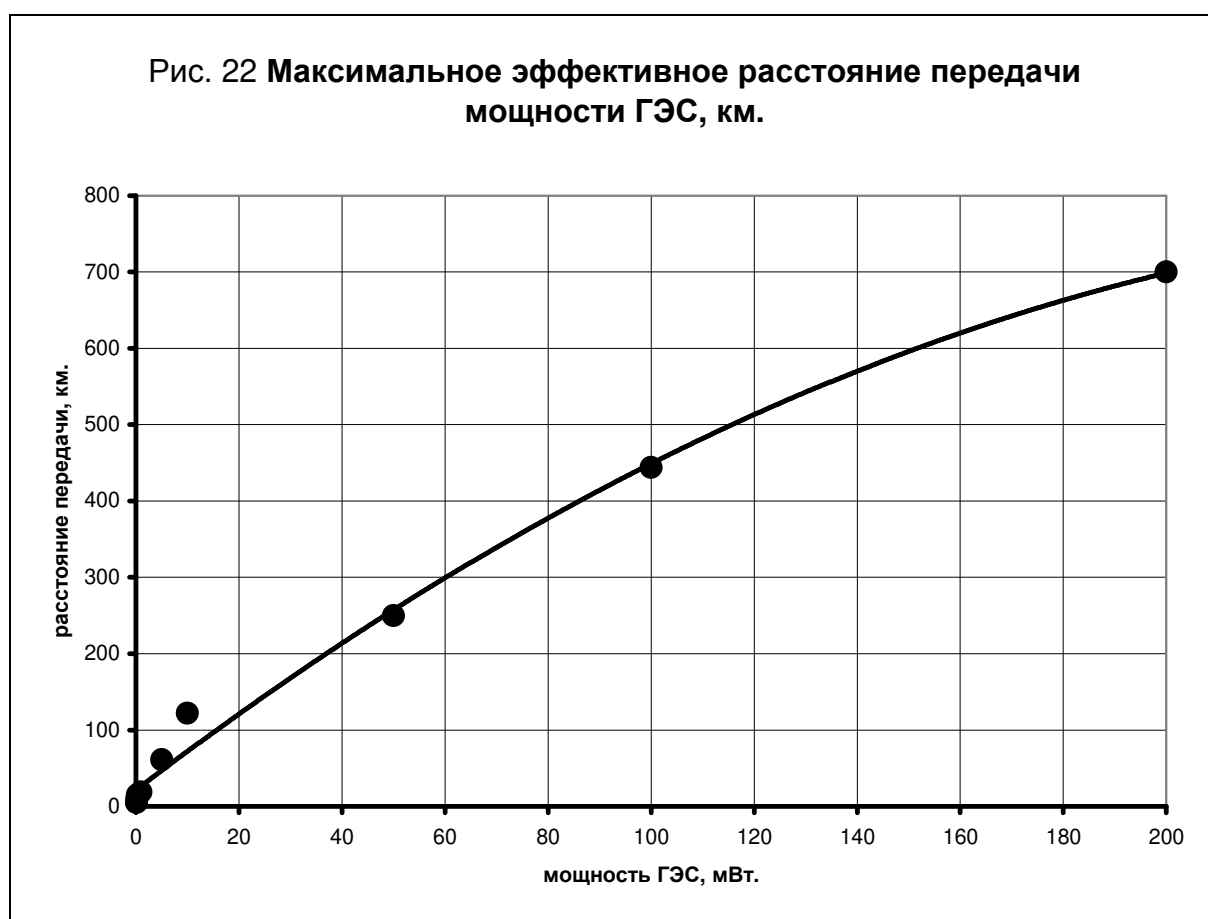
Мощ- ность, кВт.	Максимальное расстояние передачи, км.							
	ЛЭП 10 кВ.		ЛЭП 35 кВ.		ЛЭП 110 кВ.		ЛЭП 220 кВ.	
	L ^{опт.} макс.	L ^{техн.} макс.	L ^{опт.} макс.	L ^{техн.} макс.	L ^{опт.} макс.	L ^{техн.} макс.	L ^{опт.} макс.	L ^{техн.} макс.
100	5.0	15	1.9	50	1.2	150	1.0	250
200	10.0	15	3.8	50	2.4	150	2.0	250
300	15.0	15	5.6	50	3.6	150	3.0	250
500	25.0	15	9.3	50	6.1	150	4.9	250
1000	50.0	15	18.6	50	12.2	150	9.8	250
5000			93.0	50	61.0	150	49.0	250
10000			186.0	50	122.0	150	98.0	250
50000					610.0	150	490.0	250
100000							980.0	250
200000							1960.0	250

Максимально допустимые расстояния передачи электроэнергии при различной потребляемой мощности.

Таблица 24

Мощ-сть, мВт	0,1	0,2	0,3	0,5	1	5	10	50	100	200
L _{макс.} , КМ.	5	10	15	15	19	61	122	250	444	700

Для малых значений потребляемой мощности, максимально допустимые расстояния передачи её также очень небольшие. Для мощностей до 1000 кВт., характерных для отдельных населенных пунктов, частных и акционерных предприятий, небольших коллективных хозяйств и т. п., это максимальное расстояние равно, порядка, 15 км. Таким образом, для отдельных ущелий в горных районах оптимальная зона влияния одной МГЭС составляет 30 км. Отсюда можно определить и среднюю мощность таких МГЭС, которые будут характерны для Таджикистана на ближайшую перспективу. С учетом среднего количества единичных потребителей-2 - 4, её мощность будет составлять 2 - 4 мВт.



Заключение

Стратегия развития любой отрасли экономики является частью государственной политики. Особенно это относится к энергетике, которая, хотя и является базой всего народного хозяйства страны, с другой стороны представляет из себя обслуживающую отрасль. Это в равной мере относится как к энергетике, основанной на внутреннее потребление, так и к ориентированной на экспорт. Просто в последнем случае энергетика обслуживает не какую-то конкретную отрасль, а государственный бюджет.

Все это в полной мере относится и к стратегии развития гидроэнергетики Таджикистана. Поэтому в отношении нее государство должно, прежде всего, определить главные цели. Представляется, что таких целей должно быть две:

Надежное обеспечение растущих потребностей республики по доступным и экономически обоснованным ценам,

Экспорт электроэнергии на рынке Центральной Азии и других стран.

Для реализации этих целей должно в полной мере использовать все свои возможности, прежде всего в области управления и регулирования. И, естественно, реализация стратегии развития гидроэнергетики республики должна базироваться на существующем фундаменте – реальных возможностях страны, прежде всего, экономических.

Поэтому, для разработки конкретной стратегии гидроэнергетики необходимы глубокие научные обоснования.

Предлагаемая читателям книга содержит необходимый для разработки стратегии развития гидроэнергетики аналитический аппарат. Его использование позволяет не только оптимизировать необходимые для достижения поставленных целей конкретные пути развития отрасли, но, в свою очередь, уточнить и сами цели в их постановке и конкретных параметрах.

Разработанный в книге аналитический аппарат основывается на использовании непосредственных расчетов. В дальнейшем, возможно его усовершенствование путем разработки математических моделей, как имитационных, так и оптимизационных.

Необходимо отметить, что все приведенные в книге расчеты экономической эффективности выполнены в рамках принятой сегодня в мировой практике методологии, использующей дисконтирование денежных потоков. На приведенный в книге анализ самой этой методики показывает, что она, безусловно эффективная для краткосрочных проектов, недостаточно адекватно описывает экономику гидроэнергетики, срок службы объектов которой 100 и более лет. Поэтому представляется, что в национальных интересах республики было бы целесообразно рассмотреть и другие подходы к оценке экономической эффективности, прежде всего те, которые использовались ранее и обеспечили мощное развитие отрасли.

Таким образом, эта книга не столько отвечает на вопросы, сколько выявляет и ставит их и предлагает методы для их решения. Но нужно еще раз подчеркнуть, что для решения вопросов разработки и реализации стратегии развития гидроэнергетики, государство должно, прежде всего, уточнить свою национальную политику и поставить перед гидроэнергетикой конкретные цели и задачи. Авторы надеются, что эта книга окажет для этого необходимую помощь.

Список литературы

- Абдуллаева Ф. С., Баканин Г. В. и др. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР. «Недра», Ленинград, 1965г.
- Авазов Т. А. Петров Г. Н. Энергия, рожденная водой. Народная газета, 13 декабря 2001г.
- Авазов Т. А., Петров Г. Н. Гидроэнергетика Таджикистана. Народная газета. ч.1-я 22. января 2003г. № 5-6, ч.2-я 29. января 2003г. № 7-8.
- Авазов Т. А., Петров Г. Н. Гидроэнергетика Таджикистана, как основа развития всего энергетического комплекса. Экономика Таджикистана: стратегия развития. Душанбе, 2003г. №3.
- Авазов Т. А., Петров Г. Н. Гидроэнергетика Таджикистана, перспективы и барьеры развития. Народная газета. 13 августа 2003г
- Бабурин Б. Л., Файн И. И. Экономическое обоснование гидроэнерго-строительства. «Энергия», Москва, 1975г.
- ДОКЛАД О РАЗВИТИИ ЧЕЛОВЕКА ЗА 2003 ГОД. Программа развития Организации Объединенных Наций (ПРООН), Минск, «Юнипак», 2003г.
- Перов А. В., Толкушин А. В. Налоги и налогообложение. Москва, «ЮРАЙТ», 2003г.
- Петров Г. Н. Некоторые вопросы оценки эффективности энергетического комплекса. Экономика Таджикистана: стратегия развития. Душанбе, 1999г. №2
- Петров Г. Н. Сравнительные методы учета эффективности применительно к энергетическому комплексу Таджикистана. Экономика Таджикистана: стратегия развития. Душанбе, 2000г. №1.
- Петров Г. Н., Леонидова Н. В., Сулейманов А. Р. Опыт эксплуатации энергосистемы Таджикистана в современных условиях. Экономика Таджикистана: стратегия развития. Душанбе, 2002г. №3.
- Петров Г. Н. Проблемы водно- энергетического комплекса региона и Таджикистана. Бизнес & Политика. 29 августа 2003г. № 25 – 26.
- Петров Г. Н. Перспективы гидроэнергетики Таджикистана. Народная газета. 9 июня 2004г. №23.
- Программа экономического развития Республики Таджикистан до 2015г. Правительство Республики Таджикистан, февраль 2004г.
- Регионально-отраслевые нормы: «Определение сметной стоимости строительства и проектирования малых и микроГЭС для горных районов Таджикистана». РОСН 2-91, Душанбе, 1991г. Петров Г. Н., Николаева Л. А., Плотников Э. А., Сирожев Б. С. Файн И. И.
- Финансово-экономический анализ проекта завершения строительства Сангтудинской ГЭС на реке Вахш. Душанбе ГАХК "Барки-Точик", 1999г.
- Шарп У., Александер Г., Вейли Дж. ИНВЕСТИЦИИ. Пер с англ. Москва. ИНФРА-М, 1999г.
- Эрик Хелферт. Техника финансового анализа. Москва, «Аудит», «ЮНИТИ», 1966г.
- Авазов Т. А., Петров Г. Н. Гидроэнергетикаи Тоҷикистон, ҳамчун рушди кулли комплекси энергетикӣ. Чумхурият. 17 декабря 2002г. № 177 -178.
- Авазов Т. А. Петров Г. Н. Об кай мол мешавад? Чумхурият, 19 августа 2003г. № 93.
- Petrov G. N., Leonidova N. V. Interstate problems of mutual relations between irrigation and water-power engineering in the Central Asia and Aral Sea crisis. IFAS: The way to regional cooperation (the collection of articles devoted to Aral Sea Basin problems). Dushanbe 2003.
- STRENGTHENING COOPERATION FOR RATIONAL AND EFFICIENT USE OF WATER AND ENERGY RESOURCES IN CENTRAL ASIA. UNITED NATIONS, New York, 2004.
- tahhing the POTENTIAL improving water management in Tajikistan. National Human Development Report 2003.Dushanbe – 2001.