

УДК 621.3

Рахматулов А.З., Рахимов К.Р.

Кыргызский государственный технический университет им. И.Раззакова

**О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БОЛЕЕ ПОЛНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТОКА
МАЛЫХ И СРЕДНИХ РЕК КЫРГЫЗСТАНА И ТАДЖИКИСТАНА**

Ранее построенные малые ГЭС проектировались и строились по минимальному стоку реки. Нами предлагается строить малые ГЭС, рассчитанные на более полное использование летнего стока реки.

Одним из наиболее эффективных направлений развития нетрадиционной энергетики является использование энергии небольших водотоков с помощью малых ГЭС. Это объясняется значительным потенциалом таких водотоков при сравнительной простоте их использования. Малая гидроэнергетика за последние десятилетия заняла устойчивое положение в электроэнергетике многих стран мира. К странам с установленной мощностью малых ГЭС свыше 1 млн. кВт относятся США, Канада, Швеция, Испания, Франция, Италия и другие.

Малые ГЭС используются как местные экологически чистые источники энергии, работа которых приводит к экономии традиционных видов топлива, уменьшая эмиссию диоксида углерода. При сравнительно низкой стоимости 1 киловатта установленной мощности и коротком инвестиционном цикле малые ГЭС позволяют дать электроэнергию удаленным от сетей поселениям и выдавать излишки в энергосистему.

Мировым лидером в малой гидроэнергетике является Китай, где с 1950-го по 1996 гг. общая мощность малых ГЭС выросла с 5.9 до 19 200 МВт. В планах Китая на ближайшее десятилетие – строительство более 40 000 малых ГЭС с ежегодным вводом до 1000 МВт. В Индии на конец 1998 г. установленная мощность малых ГЭС (единичной мощностью до 3 МВт) составляла 173 МВт, в стадии строительства находятся ГЭС общей мощностью 188 МВт. Определены места строительства еще около 4000 станций с общей проектной мощностью 8 370 МВт.

Эффективно работают малые ГЭС в ряде европейских стран, в том числе в Австрии, Финляндии, Норвегии, Швеции и др. Малая гидроэнергетика за последние десятилетия заняла устойчивое положение в электроэнергетике многих стран мира.

В таких странах, как Таиланд, Пакистан, Индия, Бангладеш, Индонезия и прочих развивающихся странах, создание малых ГЭС имеет огромное социальное значение, ввиду использования их в качестве автономных источников энергии в сельской местности.

В Таджикистане профильные государственные ведомства пересматривают политику строительства малых ГЭС. В проектирование малых ГЭС будут внесены изменения. Проводится работа для достижения эффективной круглогодичной деятельности ГЭС. Кроме того, особое внимание будет уделено вопросам заказов энергетического оборудования для этих ГЭС.

В Таджикистане малая гидроэнергетика быстро развивается. Правительство и Президент уделяют большое внимание этой отрасли. Однако инженеры недостаточно изучают гидрографические условия рек, на которых будут строиться малые ГЭС. Практически ежегодно власти рапортуяют о достижениях в использовании энергии малых рек и ручейков. От 60-го года до сегодняшнего дня в республике были построены малые ГЭС с общей мощностью 25,5 МВт. В республике неработающие ГЭС составляют порядка 243 единицы с мощностью 23,3 МВт. Причина неработающих ГЭС в том, что имеется проблема приобретения гидротурбин и генераторов.

В Кыргызстане имеются программы развития малой гидроэнергетики. Имеются намерения начать строить малые ГЭС. Из построенных ранее малых ГЭС в работе находятся единицы.

Самым важным и ценным нашим богатством являются гидроэнергетические ресурсы. В будущем они будут играть очень большую роль в регионе. Широкое

использование энергии и их использование позволит нашим странам стать крупным экспортёром электроэнергии. Реки еще больше будут работать на благо народа. Гидроэнергетика – это будущее наших стран. Но для развития энергетики независимо от мощности: крупная, средняя или малая ГЭС нужен финансовый вклад и нормальный тариф, чтобы он мог себя окупить и нужны хорошие исследования гидрографической характеристики и вопросов более полного использования стока реки.

Если обратиться к опыту развитых стран, то видим, что у них использованы почти все возможности использования энергии малых и больших рек. Так же должно быть и у нас в наших странах.

Таджикистан и Кыргызстан – на сегодняшний день освоили лишь около 10% гидроэнергетического потенциала. Экспорт электроэнергии станет в будущем для обеих стран мощным источником дохода и снижения ограничения в странах и поддержания балансов электроэнергии в системах. Перспективы развития малой и средней гидроэнергетики для Таджикистана и Кыргызстана несомненны. К этому нужно проводить очень большую работу.

Проблемой в развитии малой энергетики в Кыргызской Республике является низкий тариф электроэнергии. Энергетика должна покрывать свои расходы, продолжать развиваться и помогать развитию экономики страны. Однако на сегодняшний день республике приходится покрывать часть долгов энергетической системы. Для малой энергетики не выделяется финансовых средств и частные фирмы из-за низких тарифов не финансируют строительство малой гидроэнергетики.

Подход к проектированию на современном этапе должен быть иным. Необходимо строить малые ГЭС, максимально использующие потенциальную энергию реки (участка реки).

В настоящее время в западных странах много строят ветровые электростанции. Их строят для экономии топлива на тепловых станциях и уменьшения выбросов загрязнений в атмосферу. Их работу невозможно регламентировать по времени и по величине выработки. Они работают при наличии ветра, и их мощность зависит от скорости ветра. Мы полагаем, что малые ГЭС также должны работать для экономии топлива на тепловых станциях и экономии воды в водохранилищах крупных ГЭС. По сравнению с ветровыми станциями режим работы малых гидроэлектростанций, предсказуемый, что позволит планировать режим работы тепловых и больших гидроэлектростанций на сутки на неделю и более.

При работе малой ГЭС, рассчитанной на минимальный сток реки, в летнее время много воды сбрасывается вхолостую.

При установке двух агрегатов ГЭС достаточной мощности круглый год будет работать один агрегат. В летнее время будут работать оба агрегата, будет возможность больше использовать сток реки. Можно устанавливать и три или четыре агрегата. В этом случае ГЭС может менять выработку в более широких пределах и более полно использовать сток реки. Однако стоимость оборудования будет дороже.

Выбор мощности агрегата напрямую зависит от выбранного числа агрегатов, от наличия регулирующей емкости, если ее нет от типа гидрографа. Выбор мощности ГЭС, числа агрегатов, мощности агрегата есть технико-экономическая задача. При ее решении учитывается целый ряд факторов: стоимость строительства гидросооружений, стоимость оборудования, стоимость электроэнергии, срок окупаемости и другие

По данным фирмы «Фойт» (Австрия) стоимость оборудования по индивидуальным проектам составила 47%, по унифицированным - 57% от полной стоимости строительства малой ГЭС. Опыт Южной Америки показал стоимость оборудования 48,5%. Удельные капиталовложения малых ГЭС сильно отличаются по странам. Так в США они равны 1600\$ /кВт, в Китае 630-820\$/кВт. Нами принято среднее значение удельных кап.вложений равным 1500\$/кВт.

Стоимость гидросооружений примем равным 50% полной стоимости ГЭС, то есть

750 \$/кВт, стоимость оборудования принято равным также 750 \$/кВт.

Стоимость включает в себе расходы на строительство гидротехнических сооружений - плотины, деривации, турбинных водоводов, здания ГЭС, на создание водохранилища и создании малой инфраструктуры.

Нами предложены для малых ГЭС унифицированные мощности гидроагрегатов, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1.

	Рекомендуемая мощность агрегата, кВт	Расход воды м ³ /с при напоре 60 м
	800	1,6
	1600	3,2
	2400	4,8
	3200	6,4
	4000	8

Методика выбора числа агрегата ГЭС. Методика рассмотрена на примере определения оптимального числа и мощности агрегата на реке Ысык-Ата. Гидрограф построен по средним ежемесячным данным за семь лет с 1975 по 1982 гг. Минимальный расход воды приходится на март месяц 3,1 куб. м/с, средний максимальный расход за месяц 19,62 куб. м/с. Средний месячный расход за семь лет составил 7,03 куб. м/с.

Средний месячный расход за семь зимних месяцев (с ноября по май) составляет 3,2 куб. м/с., средний месячный расход за летние 5 месяцев составляет 13 куб. м. В наших расчетах принят такой же напор как на Ысык-Атинской ГЭС, то есть $H = 60$ метров.

Мощность ГЭС по среднему месячному зимнему расходу равно 1600 кВт, по среднему месячному летнему расходу 6536 кВт. Исходя из предложения более полного использования стока реки, нами принят вариант установки мощности 4800 кВт. Рассмотрим следующие варианты установки числа и мощности агрегатов.

Вариант а) 3х1600 кВт;

Вариант б) 2х2400 кВт;

Во всех вариантах круглый год работает только один агрегат. Остальные агрегаты работают в летние месяцы.

Для расчёта мощности ГЭС при напоре H (м) и среднем расходе на этом участке Q (м³/с) использовались формулы.

$$P = 9,81QH\eta \quad (1),$$

$$\mathcal{E} = PT \quad \text{кВт. ч} \quad (2),$$

где Q – расчетный расход воды, м³/с,

H – расчетный напор, м;

η – коэффициент полезного действия принят равным 0,85.

P – мощность, кВт;

T – время, часы;

\mathcal{E} – вырабатываемая энергия, кВт. ч.

Приняты унифицированные мощности малых ГЭС и число агрегатов по вариантам А, и Б в таблице 2, и одновременно рассматриваем ряд других рек: Аламедин (Чункурчак), Каракол, Аксуу (Арашан).



Вариант А

3 x 1600 = 4800

В методике определения расхода воды для одного агрегата можно использовать следующую формулу:

$$Q = \frac{P}{9,81 * H * \eta} = \frac{1600}{9,81 * 60 * 0,85} = \frac{1600}{500,31} = 3,2 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Расход воды для агрегатов:

А) 3 x 1600 Q = 9,6 м³/с

Мощность первого агрегата в год кВт за (12 месяц):

$$P_{год} = 9,81 * H * Q * \eta = 9,81 * 60 * 3,2 * 0,85 = 1600 \text{ кВт}$$

Число часов работы первого агрегата

$$T_{год} = 365 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 8760 \text{ часов}$$

Выработанная энергия первого агрегата в год определяется по следующей формуле

$$\mathcal{E}_{год} = P * T = 1600 * 8760 = 14,01 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Число часов работы 2-го и 3-го агрегата

$$T_{лет 2} = 130 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 3120 \text{ часов}$$

$$T_{лет 3} = 92 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 2208 \text{ часов}$$

Выработанная энергия второго и третьего агрегатов в летнем периоде:

$$\mathcal{E}_{лет 2} = 1600 * 3120 = 4,99 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

$$\mathcal{E}_{лет 3} = 1600 * 2208 = 3,53 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Суммарная годовая выработка ГЭС:

$$\mathcal{E}_{всех} = \mathcal{E}_{год} + \mathcal{E}_{лет 2} + \mathcal{E}_{лет 3} = 14,01 * 10^6 + 4,99 * 10^6 + 3,53 * 10^6 = 22,53 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Нами принято среднее значение удельных капложений равным 1 кВт = 1500 \$. Стоимость ГЭС будет составлять

$$K = 4800 * 1500 = 7,2 * 10^6 \text{ долл.}$$

Удельная стоимость киловатт-часа при сроке окупаемости 8 лет

$$C_y = \frac{K}{\mathcal{E}} = \frac{7,2 * 10^6}{22,53 * 10^6 * 8} = 0,04 \text{ долл. / кВт}$$

Продолжительностью использования максимальной нагрузки определяется по формуле: $T_{max} = \frac{\mathcal{E}}{P} = \frac{22,53 * 10^6}{4800} = 4693 \text{ час} / \text{год}$

Вариант Б

2 x 2400 = 4800

Расход воды для одного агрегата

$$Q = \frac{P}{9,81 * H * \eta} = \frac{2400}{9,81 * 60 * 0,85} = \frac{2400}{500,31} = 4,8 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Расход воды для двух агрегатов:

А) 2 x 2400 Q = 9,6 м³/с

Мощность первого агрегата в зимнем периоде кВт за (6,2 месяц):

$$P_{зим} = 9,81 * H * Q * \eta = 9,81 * 60 * 3,2 * 0,85 = 1600 \text{ кВт}$$

$$T_{зим} = 189 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 4536 \text{ часов.}$$

Выработанная энергия первого агрегата в зимнем периоде

$$\mathcal{E}_{зим} = P * T = 1600 * 4536 = 7,25 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Число часов работы первого агрегата летом:

$$T_1 = 176 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 4224 \text{ часов.}$$

Выработанная энергия первого агрегата в летнем периоде:

$$\mathcal{E}_{лет} = 2400 * 4224 = 10,13 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Суммарная годовая выработка первого агрегата:

$$\mathcal{E}_{\Sigma год} = \mathcal{E}_{зим} + \mathcal{E}_{лет} = 7,25 * 10^6 + 10,13 * 10^6 = 17,38 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Число часов работы второго агрегата:

$$T_{лет} = 92 \text{ дни} * 24 \text{ час} = 2208 \text{ часов.}$$

Выработанная энергия второго агрегата в летнем периоде:

$$\mathcal{E}_{лет} = 2400 * 2208 = 5,29 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Суммарную годовую выработку ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\Sigma всех} = \mathcal{E}_{\Sigma год} + \mathcal{E}_{лет} = 17,38 * 10^6 + 5,29 * 10^6 = 22,67 * 10^6 \text{ кВт.ч}$$

Нами принято среднее значение удельных капиталовложений равным 1 кВт = 1500 \$. Стоимость ГЭС будет составлять

$$K = 4800 * 1500 = 7,2 * 10^6 \text{ долл.}$$

Удельная стоимость киловатт-часа при сроке окупаемости 8 лет

$$C_y = \frac{K}{\mathcal{E}} = \frac{7,2 * 10^6}{22,67 * 10^6 * 8} = 0,039 \text{ долл} / \text{кВт}$$

Продолжительность использования максимальной нагрузки:

$$T_{max} = \frac{\mathcal{E}}{P} = \frac{22,67 * 10^6}{4800} = 4722 \text{ час} / \text{год}$$

Вариант А и Б

Таблица 2.

	Наименований малых ГЭС							
	Ысык-Ата		Аламедин (Чункурчак)		Каракол		Аксуу (Арашан)	
Мощность унифицированных агрегатов	Варианты		Варианты		Варианты		Варианты	
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
	1600	2400	1600	2400	2400	3200	3200	4000
Число агрегатов	3	2	3	2	2	2	2	2
Расход воды для одного агрегата, Q м ³ /с	3,2	4,8	3,2	4,8	4,8	6,4	6,4	8
K	7,2 млн.	7,2 млн.	7,2 млн.	7,2 млн.	7,2 млн.	9,6 млн.	9,6 млн.	12 млн.
C _y	0,04 дол/кВт.ч	0,039 дол/кВт.ч	0,039 дол/кВт.ч	0,039 дол/кВт.ч	0,042 дол/кВт.ч	0,045 дол/кВт.ч	0,03 дол/кВт.ч	0,046 дол/кВт.ч
T _{max}	4693	4722	4791	4710	4389	4117	4814	4005

В верховье реки Нарын строятся 4 ГЭС мощностью 237,7 МВт, кап. вложения составляют 727 млн \$, выработка энергии - 942,4 млн кВт.ч. Продолжительностью использования максимальной нагрузки: 3964 час/год. Удельная стоимость киловатт-

часа при сроке окупаемости 8 лет - 0,096 \$/кВт.ч.

Для р. Ысык-Ата вариант Б более выгодно чем вариант А, а для других рек, Аламедин (Чункурчак), Каракол, Аксуу (Арашан) предлагаем варианты А, удельная стоимость C_u , продолжительностью использования максимальной нагрузки T_{max} , больше чем в варианте Б.

Выводы: При принятии нашего предложения о более полном использовании стока реки увеличивается число часов использования максимальной мощности до 4005–4814 часов, в то время как на существующих ГЭС T_{max} равно 3000-3300 часов. Удельная стоимость киловатт. часа меньше, чем на строящихся ГЭС.

Литература:

1. Рахимов К.Р. и др. Малая гидроэнергетика Кыргызстана. - Бишкек, 2009.
2. Маттиас К. Интегрированное и ориентированное на устойчивость управление водными ресурсами. - Алматы, 2010.
3. Проблема развития малой гидроэнергетики в Кыргызской Республике на 1998-2000 годы и на период 2015 года. - Бишкек: АО «Кыргызэнерго», 1998. -26 с.