

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА И ПРОЕКТЫ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Валентина КАСЫМОВА

*доктор экономических наук,
профессор Кыргызско-российского славянского университета
им. Б.Н. Ельцина
(Бишкек, Кыргызстан)*

Батыркул БАЕТОВ

*кандидат технических наук,
замдиректора Кыргызского научно-технического центра «Энергия»
(Бишкек, Кыргызстан)*

Вместо введения

Энергетическую политику Кыргызстана во многом определяют его географическое положение, наличие первичных топливно-энергетических ресурсов (ПТЭР) и взаимозависимость с соседними странами региона в развитии топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В соответствии с отчетом Департамента экономи-

ческого сотрудничества СНГ за 1991—2008 годы, страны Центрально-Азиатского региона (ЦАР) добились определенных успехов в институциональных и структурных преобразованиях: осуществлялся процесс приватизации государственной собственности, формировались основные институты рыночной экономики, внедрялись и осваивались методы денежно-кредитного и валютного регулирования и другие инструменты функционирования рынка.

В том, что касается экономического развития, рассматриваемый период четко делится на три этапа. Их можно кратко охарактеризовать как спад, преодоление спада и оживление экономики. В настоящее время все государства ЦА испытывают влияние мирового экономического кризиса, о последствиях которого можно будет судить по итогам их социально-экономического развития за 2008—2011 годы.

Условия и предпосылки взаимодействия в развитии ТЭК в Центральной Азии

Экономика стран ЦА является весьма энергозатратной, о чем свидетельствует энергоемкость их ВВП (см. табл. 1). Как видно из той же таблицы, в Казахстане и Туркменистане к тому же отмечается высокий уровень эмиссии CO₂ как на единицу потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), так и на одного жителя.

Таблица 1

Некоторые энергетические показатели по странам Центральной Азии

Страна	Площадь территории (тыс. кв. км)	Численность населения (млн чел.)	Доля ТЭК в промышленности, %	Энергоемкость ВВП, т.н.э./1 000 долл.*	Выбросы CO ₂ к ТЭР т/т.н.э.	Выбросы CO ₂ на д.н. т/чел.
Казахстан	2 724,9	15,1	52,2	2,01	2,87	12,3
Кыргызстан	199,9	5,2	15,0	1,7	1,96	1,09
Таджикистан	143,1	7,0	11,5	2,24	1,77	1,02
Туркменистан	491,2	6,3	46,0	2,95	2,55	9,13
Узбекистан	447,4	25,1	27,0	2,62	2,33	4,22
ЦАР — всего	4 006,5	58,7				

* Для сравнения: в целом по миру этот показатель составляет 0,32, а по Азии — 0,65.

Источники: Содружество Независимых Государств в 2008 году. Статистический ежегодник. М.: Межгосударственный статистический комитет СНГ, 2009; Международное энергетическое агентство. Мировая энергетическая статистика, 2008.

В условиях кризиса приоритетными направлениями развития остаются добыча ТЭР и развитие ТЭК.

В ЦА сосредоточены огромные запасы водных и топливно-энергетических ресурсов, которые, однако, размещены неравномерно. Так, на долю Казахстана приходится 77,4% запасов углеводородного топлива, на долю Узбекистана — 12,7%, Туркменистана — 6,7%; эти страны энергоизбыточны. Кыргызстан и Таджикистан, напротив, являются энергодефицитными странами и в настоящее время находятся в глубоком энергетическом кризисе, так как не обладают достаточными запасами нефти, угля и газа, а из тех, что есть, значительная часть сосредоточена в труднодоступных горных районах со сложными климатическими и горно-геологическими условиями залегания.

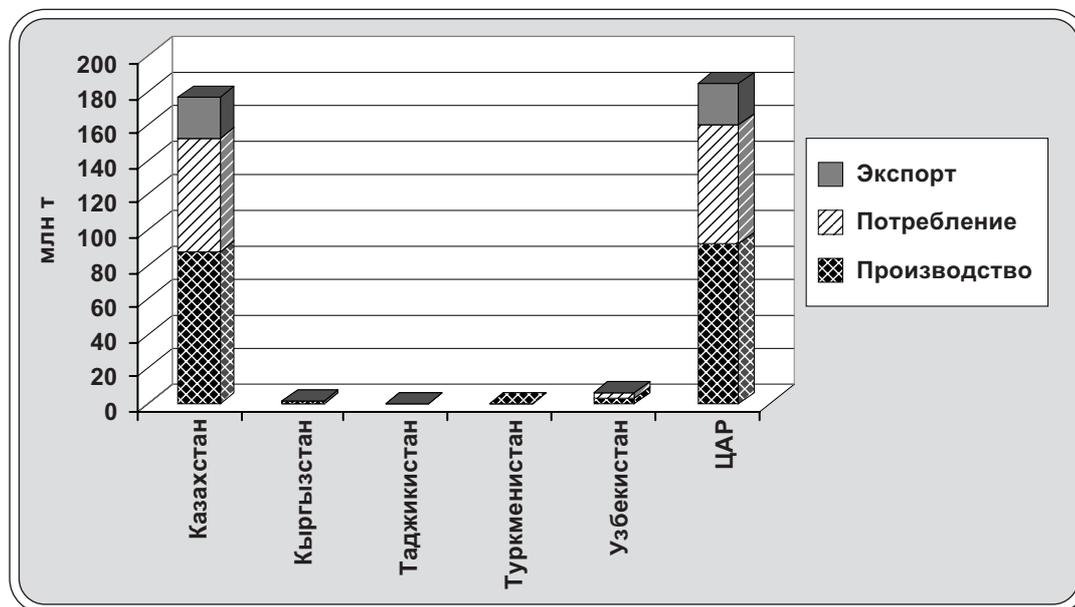
В силу того, что Таджикистан и Кыргызстан находятся в верхней зоне водосборных бассейнов Сырдарьи и Амударьи, их территории обладают запасами воды, составляющими соответственно 43,4% и 25,1% от суммарного стока двух рек (116,4 куб. км). Иными словами, с точки зрения обеспеченности водными ресурсами Таджикистан и Кыргызстан находятся в более выгодном положении; однако, так же как Казахстан и Узбекистан, они испытывают острый дефицит воды, особенно в летний период¹.

Удельный вес доли ТЭК в структуре промышленности Казахстана составляет 52,2%, Туркменистана — 46,0%, Узбекистана — 27%, Кыргызстана — 15% и Таджикистана — 11,5%.

Анализ структуры производства и потребления ТЭР показывает, что при производстве 92,7 млн т угля страны ЦАР потребляют 68,7 млн т, или 75% (см. рис. 1). Таким образом, 25% добываемого угля можно экспортировать.

Рисунок 1

Производство, потребление и экспорт угля в странах ЦАР



¹ См.: Специальная программа ООН для экономик стран ЦА, ЕЭК, ЭСКАТО. Проектная рабочая группа по энергетическим и водным ресурсам. К укреплению сотрудничества по рациональному и эффективному использованию водных и энергетических ресурсов ЦА. Нью-Йорк: ООН, 2004.

88 млн т угля (96% от общей добычи странами ЦАР) добывается в Казахстане, что делает его главным производителем данного вида топлива. Но большую часть добываемого угля Казахстан потребляет сам (около 95% от суммарного потребления угля странами ЦАР, или 74% от добытого им угля), а экспортирует только 26%.

Добыча угля за период 1990—2008 годов снизилась с 142 млн т до 90 млн (до 63,3% от уровня 1990 г.); в Кыргызстане она сократилась в 10 раз, Таджикистане и Казахстане — на 65,8%, Узбекистане — на 44%.

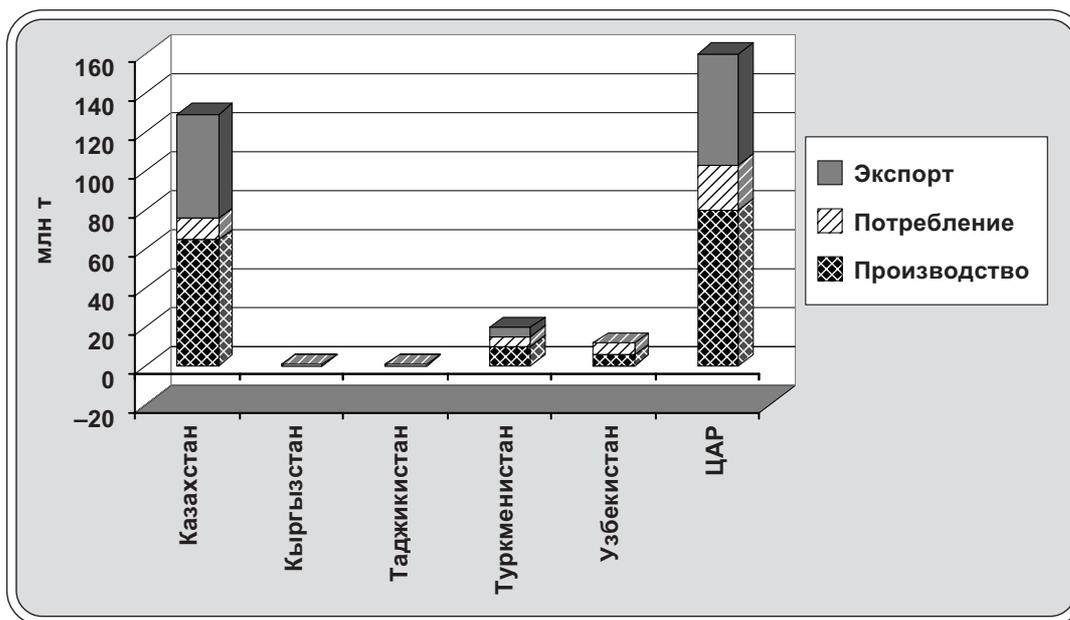
Основными причинами снижения добычи угля являются прекращение государственного субсидирования угольной промышленности, физический и моральный износ горношахтного и горнотранспортного оборудования, высокие тарифы на поставки и транзит угля по железной дороге, закрытие угольных предприятий и недостаточное количество новых шахт и разрезов.

Следует отметить, что Узбекистан полностью удовлетворяет собственные потребности в угле, а Кыргызстан и Таджикистан — частично.

Добыча нефти в целом по региону за период 1990—2008 годов возросла в 1,84 раза и достигла 65 млн т; на долю Казахстана приходится свыше 78%, Туркменистана — 11% и Узбекистана — 9%. Казахстан потребляет только 11 млн т (17% от добываемой им нефти), Туркменистан — 5,2 млн т (53%), что позволяет им экспортировать нефть в соседние страны и регионы (см. рис. 2).

Рисунок 2

Структура производства, потребления и экспорта нефти в странах ЦАР

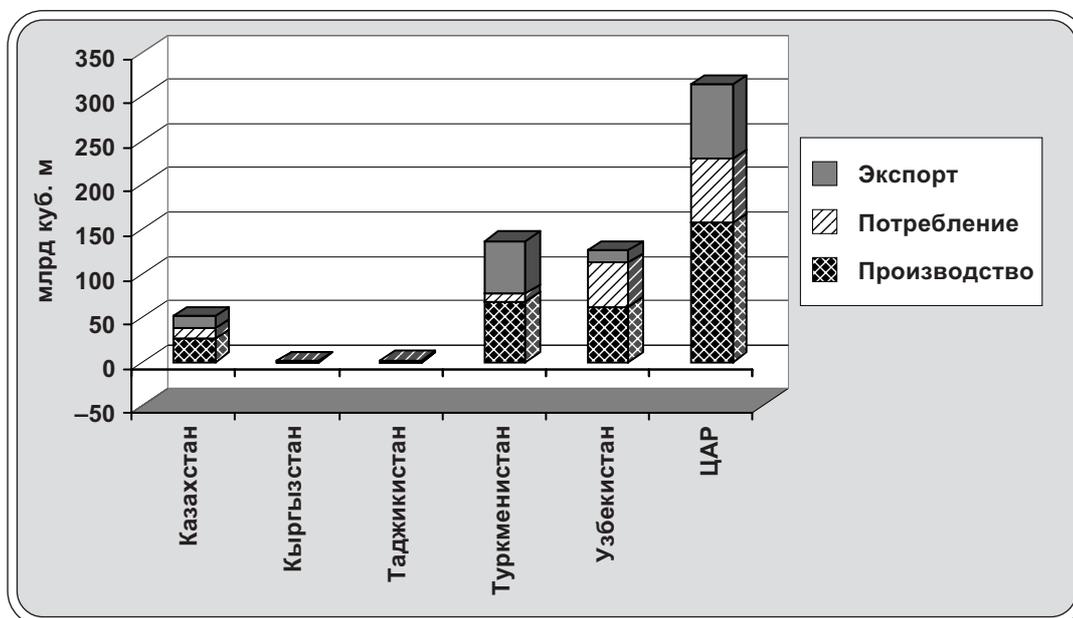


Добыча природного газа за период 1990—2008 годов снизилась с 136 млрд куб. м до 112 млрд, или до 78% от уровня 1990 года; при этом на долю Узбекистана приходится 53% (рост в 1,4 раза), Туркменистана — 24% (здесь наибольшие темпы прироста добычи наблюдались с 1999 по 2005 гг.), Казахстана — 22,5% (см. рис. 3).

Более половины общего объема потребляемых в ЦАР первичных топливно-энергетических ресурсов приходится на долю природного газа, причем около 3/4 его использу-

Рисунок 3

Структура производства, потребления и экспорта газа в странах ЦАР



ется в Узбекистане. Крупнейшими производителями являются Туркменистан (68 млрд куб. м) и Узбекистан (62,7 млрд куб. м). Странами ЦАР в целом потребляется только 46% производимого газа, а 54% экспортируется.

В 1991 году, с завершением строительства энергокольца 500 кВ, электроэнергетические системы Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана и Узбекистана вошли в Объединенную энергетическую систему (ОЭС) ЦА.

Поскольку генерирующие мощности, входящие в энергосистему, существенно различаются по структуре (см. рис. 4), в рамках ОЭС ЦА осуществляется их балансировка; это определяет ее интегрирующую роль как основы энергетической безопасности в регионе.

В странах ЦАР на тепловых электростанциях (ТЭС) вырабатывают почти в три раза больше электроэнергии, чем на гидроэлектростанциях (ГЭС).

В общей системе энергоснабжения ЦА большая доля ТЭС приходится на Казахстан (87,5%), Узбекистан (85,9%) и Туркменистан (99,9%), а ГЭС — на Кыргызстан (83,5%) и Таджикистан (92,7%).

Количество электроэнергии, выработанной ГЭС в целом по региону за 1995—2006 годы, увеличилось с 38 млрд кВт · ч до 44 млрд кВт · ч, или на 16%; в структуре ее производства по региону доля Казахстана составляет 17%, Узбекистана — 13,6%, Таджикистана — 38% и Кыргызстана — 31% (см. рис. 5).

Снижение объемов производства электроэнергии за период 1990—2008 годов (в целом по региону — в 1,4 раза) почти во всех государствах, кроме Кыргызстана, напрямую связано со спадом экономики в переходный период.

В Кыргызстане изменилась структура электропотребления: выросла доля коммунально-бытового сектора и населения и снизилось потребление в реальном секторе экономики.

Несмотря на снижение объемов добычи и производства основных видов топливно-энергетических ресурсов, общая тенденция производства и потребления ТЭР государ-

Рисунок 4

Структура установленной мощности электростанций в ОЭС ЦА

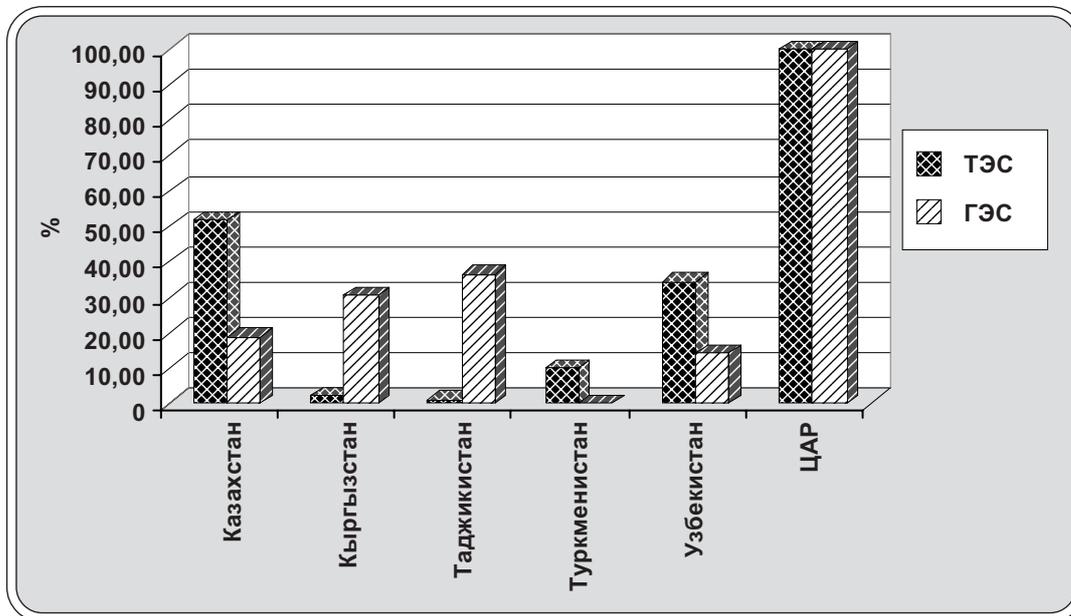
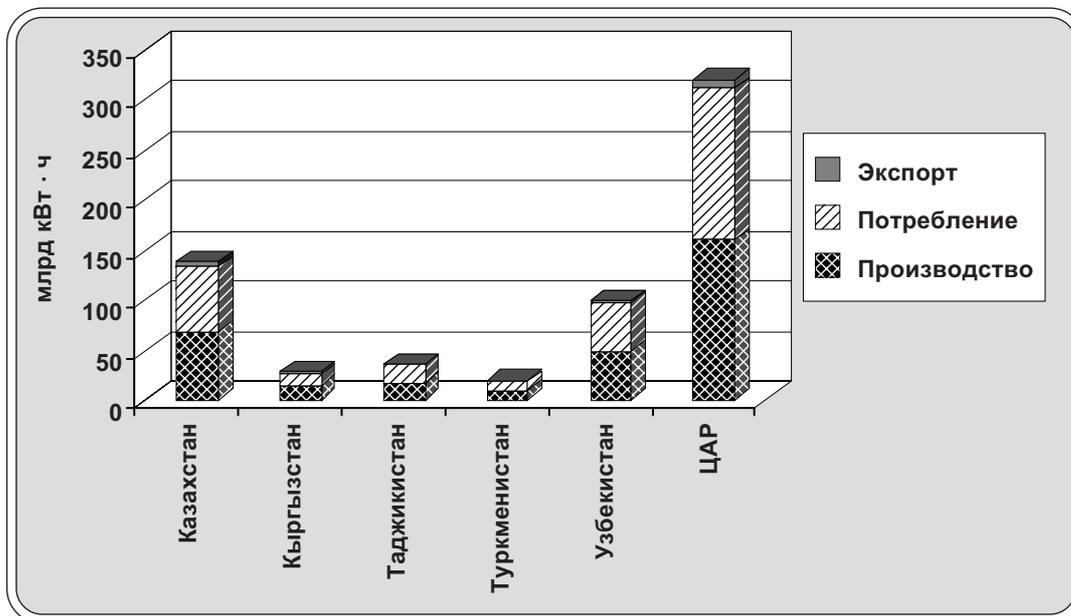


Рисунок 5

Структура производства, потребления и экспорта электроэнергии в ЦАР



ствами ЦА показывает, что они могут полностью обеспечить себя энергоресурсами и даже экспортировать их.

Политика энергетической независимости, проводимая энергоизбыточными странами, препятствует развитию рынка электроэнергии в ОЭС ЦА. Механизм экспорта электроэнергии по схеме «вода — электроэнергия — топливо» не действует, так как приходится переходить на денежные выплаты за импортируемое топливо. В частности, экспорт электроэнергии из Кыргызстана сократился с 4,0 млрд кВт · ч в 1990 году до 2,5 млрд кВт · ч в 2007 году. Кроме того, в результате маловодья и суровой зимы 2007—2008 годов к 1 апреля 2008 года уровень воды в Токтогульском водохранилище упал до критической отметки (6,4 млрд куб. м при проектном объеме 19 млрд куб. м), и соседние государства недополучили необходимый объем воды и электроэнергии.

В 2008 году правительство КР констатировало наличие энергетического кризиса. Были введены веерные отключения энергоснабжения и резкое ограничение потребления электроэнергии; экспорт был сокращен до 553 млн кВт · ч. Дальнейшее развитие ситуации зависит не только от состояния водных ресурсов, но и от политики соседних стран: Казахстан, Узбекистан и Туркменистан, обладая богатыми запасами энергоресурсов, стремятся к энергетической независимости. Так, в Казахстане большинство электростанций работает на угле, в Кыргызстане и Таджикистане используют гидроэнергетический потенциал водных ресурсов, а в Узбекистане и Туркменистане — природный газ и мазут.

Следует отметить, что использование газа и мазута для покрытия пиковой и полупиковой нагрузок крайне невыгодно; ГЭС более маневренны и из-за отсутствия в структуре затрат топливной составляющей более экономичны. Именно поэтому при создании ОЭС ЦА упор был сделан на оптимизацию режимов работы ТЭС и ГЭС в увязке с режимом работы каскадов водохранилищ в бассейне р. Нарын — Сырдарья так, чтобы в вегетационный период обеспечить ирригационные попуски воды из Токтогульского водохранилища с одновременным ростом выработки электроэнергии на ГЭС, а в осенне-зимний период накапливать воду в водохранилище с максимальным производством электроэнергии на ТЭС.

В настоящее время работа этого механизма, регулируемого межгосударственными исполнительными органами ОДЦ «Энергия» и БВО «Сырдарья», нарушена. Более того, главы государств Узбекистана и Казахстана возражают против сооружения крупных ГЭС в бассейнах рек Сырдарья (Камбаратинская ГЭС-1) и Амударья (Рогунская ГЭС) и требуют провести международную экологическую экспертизу.

Однако аналогичную экспертизу необходимо произвести в первую очередь в отношении энергетических объектов, работающих на углеводородном топливе (Ново-Ангренской, Чимкентской и Джамбульской ГРЭС), которые располагаются почти у самой границы с Кыргызстаном. Выбросы загрязняющих веществ усугубляют экологический кризис в бассейне Аральского моря и негативно воздействуют на изменение климата в регионе ЦА и Кавказа.

Так, выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте как на единицу потребления ТЭР, так и на душу населения (д.н.) самые высокие в Казахстане — 2,87 т/т.н.э. и 12,3 т на д.н., Туркменистане — 2,55 т/т.н.э. и 9,13 т на д.н. и Узбекистане — 2,33 т/т.н.э. и 4,22 т на д.н.; в среднем эти цифры значительно превышают мировые и азиатские показатели. А между тем эти государства в свое время присоединились к Рамочной конвенции ООН по изменению климата.

В советский период энергообеспечение ЦАР осуществлялось Объединенной энергетической системой Средней Азии и Южного Казахстана, в которой четко соблюдался оптимальный режим совместной работы ТЭС и ГЭС. График их нагрузки был тесно взаимосвязан с режимом работы водохранилищ многолетнего и сезонного регулирования, в которых накапливалась вода для ирригационных нужд; водохозяйственные проблемы в регионе решались централизованно, а единая газоснабжающая система бесперебойно

обеспечивала газом все республики ЦА и Европейскую часть СССР. В настоящее время единая система водо-, энерго- и топливоснабжения республик ЦА разрушена. В связи с ростом цен на природный газ, нефть, нефтепродукты и уголь, а также на их транспортировку и доставку Кыргызстан и Таджикистан вынуждены тратить значительные средства на их импорт.

Вполне понятно, что с распадом СССР и возникновением в ЦА новых суверенных государств условия использования водных и топливно-энергетических ресурсов коренным образом изменились. В государствах ЦА возникли нерешенные проблемы по трем главным направлениям: обеспечение энергоресурсами государств верхнего течения (государств формирования водных ресурсов); обеспечение водой стран нижнего течения рек и обеспечение экологической безопасности.

Для укрепления экономических связей и развития интеграционных процессов в Центральном-Азиатском экономическом сообществе (ЦАЭС) была создана институциональная база. В 1998 году между правительствами Казахстана, Кыргызстана, Узбекистана и Таджикистана были подписаны рамочные соглашения «О совместном использовании водно-энергетических ресурсов бассейнов рек Сырдарья и Амударья» и «О параллельной работе энергетических систем государств ЦА»; были проработаны вопросы создания Международного водно-энергетического консорциума (МВЭК). Однако выход Узбекистана из ЦАЭС, а затем и полное расформирование этого важного межгосударственного экономического сообщества привели к развитию дезинтеграционных процессов в области обеспечения рационального энерго- и водопользования.

В последующие годы соглашения и договоренности между главами государств ЦА по развитию интеграции в использовании водных и энергетических ресурсов и смягчению последствий экологического кризиса в бассейне Аральского моря в должной мере не выполнялись.

После расформирования ЦАЭС Кыргызстан и Таджикистан вошли в ЕврАзЭС; позже в сообщество вошел и Узбекистан. Рабочая группа в рамках ЕврАзЭС подготовила обновленные проекты новых соглашений, Концепции сотрудничества по эффективному использованию водно-энергетических ресурсов и Евразийского водно-энергетического консорциума, но они не были подписаны главами заинтересованных государств.

Позже, в конце 2008 года, Узбекистан вышел из состава ЕврАзЭС, и множество проблем остались нерешенными; дополнительной угрозой энергобезопасности является намерение республики выйти из режима параллельной работы ОЭС ЦА. В связи с этим необходимо ввести принципы и экономические механизмы по компенсации затрат странам верховья за услуги по подаче воды в страны низовья бассейна рек Нарын — Сырдарья и Амударья, как это практикуется во многих речных бассейнах мира (например, бассейн р. Колумбия между США и Канадой).

Главы государств ЦА, ссылаясь на то, что «вода — это общее достояние народов, данное Богом», пытались решить эту проблему. Был изменен режим работы Токтогульского водохранилища: в зимнее время оно работало в энергетическом режиме, удовлетворяя возросшие потребности Кыргызстана, а в летнее время — в ирригационном, обеспечивая нужды соседних государств, что зачастую приводило к опорожнению до критического объема.

Таким образом, для решения обострившихся проблем энергообеспечения и для улучшения экологического состояния региона необходимы совместные усилия центральноазиатских государств. Следует отметить, что с обретением независимости попытки государств ЦА осуществлять самостоятельную энергетическую и водную политику приводили, как правило, к нестабильности, а иногда и к критическим ситуациям. Особенно ярко это проявилось в условиях суровой зимы 2007—2008 годов, вызвав обострение энергетического кризиса в Кыргызстане и Таджикистане.

Энергетический кризис в КР: факторы и формы

Энергетический кризис обусловлен тем, что КР является энергодефицитной страной и за счет собственных энергоресурсов удовлетворяет лишь 52% своих потребностей (в основном за счет электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС); остальную часть республика импортирует из Узбекистана (природный газ), Казахстана (уголь), России и Казахстана (нефть и нефтепродукты).

Суммарная мощность кыргызской энергосистемы равна 3 680 тыс. кВт, а выработка электроэнергии составляет 12—14 млрд кВт · ч.

В республике создана электроэнергетическая сеть, состоящая из линий электропередачи (ЛЭП) общей протяженностью более 70 тыс. км и с напряжением от 0,4 до 500 кВ; из них ЛЭП 500 кВ составляют 546 км, ЛЭП 220 кВ — 1 714 км и ЛЭП 110 кВ — 4 380 км. Кроме того, функционирует 490 трансформаторных подстанций напряжением 35—500 кВ, суммарной мощностью более 8 000 МВА, что на 100% обеспечивает население электроэнергией.

Из 14 ГЭС республики наиболее известен каскад (комплекс) пяти Токтогульских ГЭС в нижнем течении реки Нарын, включающий в себя Токтогульскую (мощностью 1 200 МВт), Курпсайскую (800 МВт), Ташкумырскую (450 МВт), Шамалдысайскую (240 МВт) и Уч-курганскую ГЭС (180 МВт).

В перечень особо значимых для ЦА ирригационных сооружений входит также Токтогульское водохранилище многолетнего регулирования проектным объемом 19 млрд куб. м и ряд нижележащих водохранилищ сезонного и суточного регулирования вышеуказанных ГЭС.

Кроме того, в верхнем течении реки Нарын действует Ат-Башинская ГЭС установленной мощностью 40 МВт, а также 8 малых ГЭС с суммарной установленной мощностью 29,78 МВт.

Энергосистема Кыргызстана вошла в параллельную работу с энергосистемами соседних стран, когда была образована ОЭС Средней Азии и Южного Казахстана. Ввод в действие каскада Токтогульских ГЭС (мощностью 2 870 МВт) ознаменовал новый этап в развитии энергосистемы страны и повышении надежности и устойчивости ОЭС, а также улучшении комплексного использования водных и энергетических ресурсов ЦА.

Для более надежного электроснабжения потребителей севера республики и теплоснабжения столицы была введена в строй ТЭЦ мощностью до 702 МВт с выработкой более 4,1 млрд кВт · ч в год. За последние годы выработка составляла в среднем 850—946 млн кВт · ч в год и в среднем удовлетворяла 13% потребностей северной части республики, хотя могла бы обеспечить более 62%.

Дополнительные трудности были связаны также с сезонностью потребления (в зимний период потребляется почти в два раза больше энергии, чем летом); при этом коэффициент загрузки энергосистемы неравномерен, в силу чего сложно обеспечить экономическую эффективность ее работы.

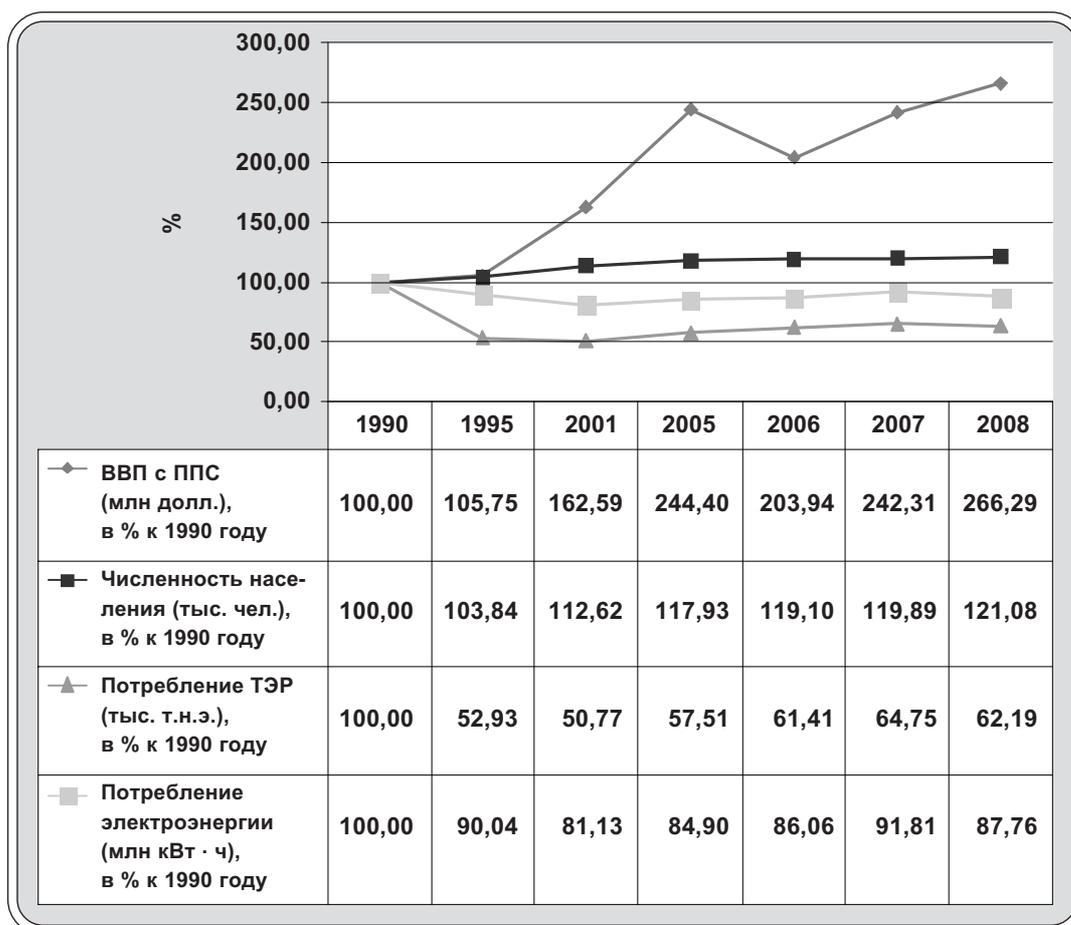
В Кыргызстане существует проблема надежного энергоснабжения потребителей севера республики, где установленная мощность электростанций составляет 718 МВт, в то время как на юге она равняется 2 920 МВт. С вводом на полную мощность Токтогульской ГЭС значительно сократился дефицит мощности, а с вводом в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ «Токтогульская ГЭС — подстанция «Фрунзенская» установлена связь между энергосистемами севера и юга республики, что повысило устойчивость и надежность энергоснабжения.

Исключительно важным для региона является вопрос комплексного использования Токтогульского гидроузла с соблюдением интересов Кыргызстана, Казахстана и Узбекистана. Согласно проекту работа Токтогульского гидроузла предусматривалась исключительно в ирригационном режиме со срабатыванием до 70% воды в вегетацию и со срабатыванием только 25% в межвегетационный период — для накопления воды. При этом вырабатываемая электроэнергия, попутно с водой, передавалась в Узбекистан и Казахстан в объеме свыше 4 млрд кВт · ч в год.

Одновременно для выработки электроэнергии на ТЭЦ в осенне-зимний период Кыргызстан в порядке компенсации получал из Узбекистана газ (в объеме 2 млрд куб. м), а из Казахстана — уголь (свыше 2 млн т) и мазут (до 400 тыс. т). После обретения независимости ежегодно возникают трудности по обеспечению ТЭЦ городов Бишкек и Ош топливом: объемы его импорта за период 1990—2008 годов сократились почти в 3 раза. В целом в структуре топливно-энергетического баланса доля импорта сократилась с 58,8% в 1990 году до 31,6% в 2008 году при повышении доли электроэнергии ГЭС — с 18,5% в

Рисунок 6

Динамика изменения ВВП, численности населения, потребления ТЭР, потребления электроэнергии в % к 1990 году за период 1990—2008 годов (без учета продуктов собственной переработки)



1990 году до 52,5% в 2008 году, а удельный вес добываемого топлива сократился соответственно с 16% до 3,7%.

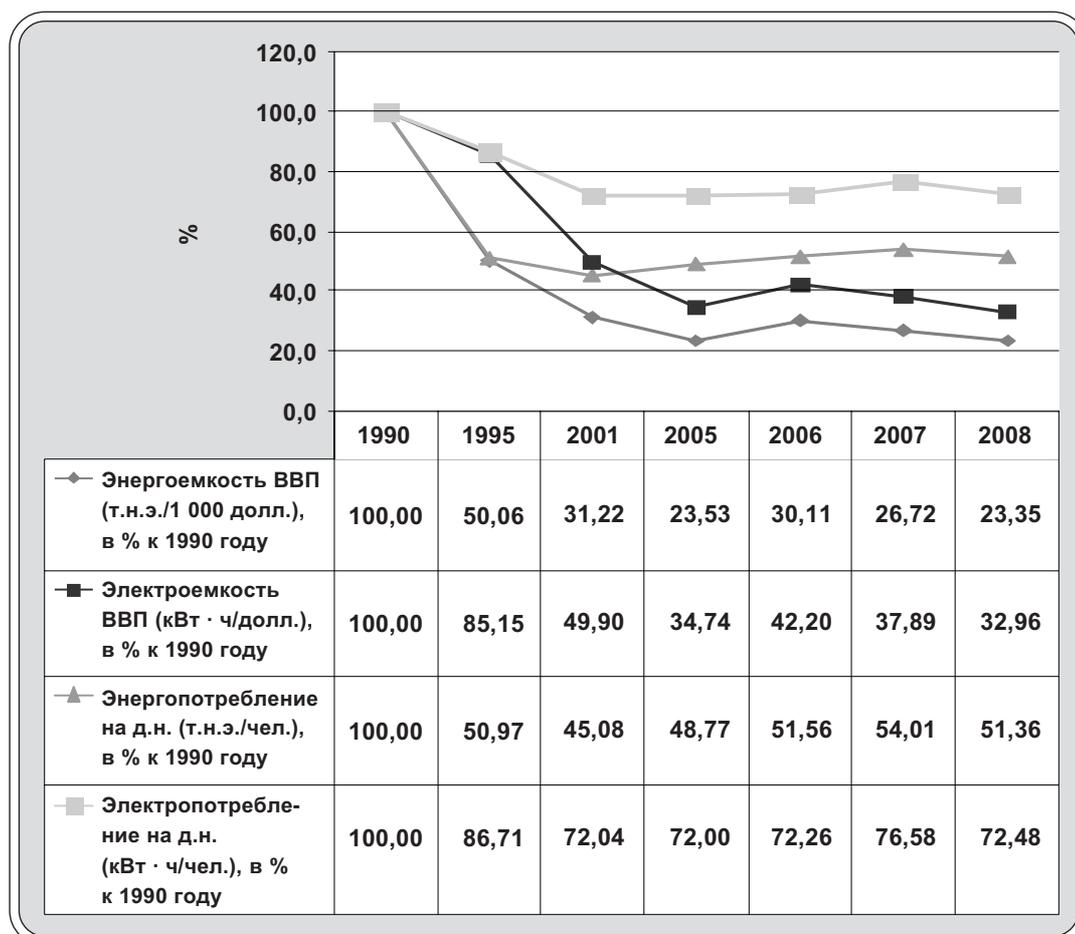
Таким образом, энергоснабжение Кыргызстана зависит только от электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, что в условиях маловодья и нестабильности отнюдь не способствует укреплению энергобезопасности страны.

Анализ макроэкономических индикаторов устойчивого энергопользования за период 1990—2008 годов также свидетельствует об их снижении:

- при темпах роста ВВП с учетом паритета покупательной способности (ППС) в 2,26 раза и численности населения в 1,21 раза темпы потребления ТЭР снизились в 1,38 раза (см. рис. 6);
- потребление ТЭР на ед. ВВП с ППС (энергоёмкость ВВП) сократилось и составило в 1995 году 50% и в 2008 году 28% от уровня 1990 года (см. рис. 7);

Рисунок 7

Динамика энергоёмкости, электроёмкости, энергопотребления на д.н., электропотребления на д.н. в % к 1990 году за период 1990—2008 годов (без учета продуктов собственной переработки)



- темпы потребления электроэнергии на ед. ВВП (электроемкость ВВП) также имели тенденцию к сокращению (в 3 раза) и составили 85% в 1995 году и 32% в 2008 году от уровня 1990 года (см. рис. 7);
- темпы потребления ТЭР на д.н. имели тенденцию к сокращению (в 2 раза) и составили 50,9% в 1995 году и 51,36% в 2008 году от уровня 1990 года (см. рис. 7);
- темпы потребления электроэнергии на д.н. сократились в 1,3 раза, и составили 86% в 1995 году и 72% в 2008 году от уровня 1990 года (см. рис. 7).

Анализ данных подтверждает, что развитие экономики и социальной сферы в Кыргызстане осложнялось необходимостью приобретать энергоресурсы (уголь, газ и нефтепродукты) по высоким ценам, а также либерализацией цен на энергоресурсы и выходом торговли энергоресурсами после с 1992 года из-под контроля системы государственного регулирования.

Снижение потребления энергии было связано не только с переходом многих потребителей на использование электро- и теплоэнергии (тарифы на них регулировались государством), но и с ограничениями, вводившимися в периоды маловодья, и с уменьшением выработки электроэнергии каскадом Токтогульских ГЭС. Кроме того, перебои в поставках топлива из Казахстана и Узбекистана и рост цен на него до мирового уровня привели к снижению производства энергии на ТЭЦ Бишкека. С окончанием маловодья ограничения в потреблении электроэнергии объяснялись необходимостью накопить в Токтогульском водохранилище достаточные объемы воды для ирригационных нужд Узбекистана и Казахстана.

Для выхода из энергетического кризиса помимо веерных отключений и ограничения потребления электроэнергии необходимо принять меры по обеспечению энергетической безопасности страны и в первую очередь наладить межгосударственное сотрудничество стран ЦА и развить интеграцию в области энерго- и водопользования.

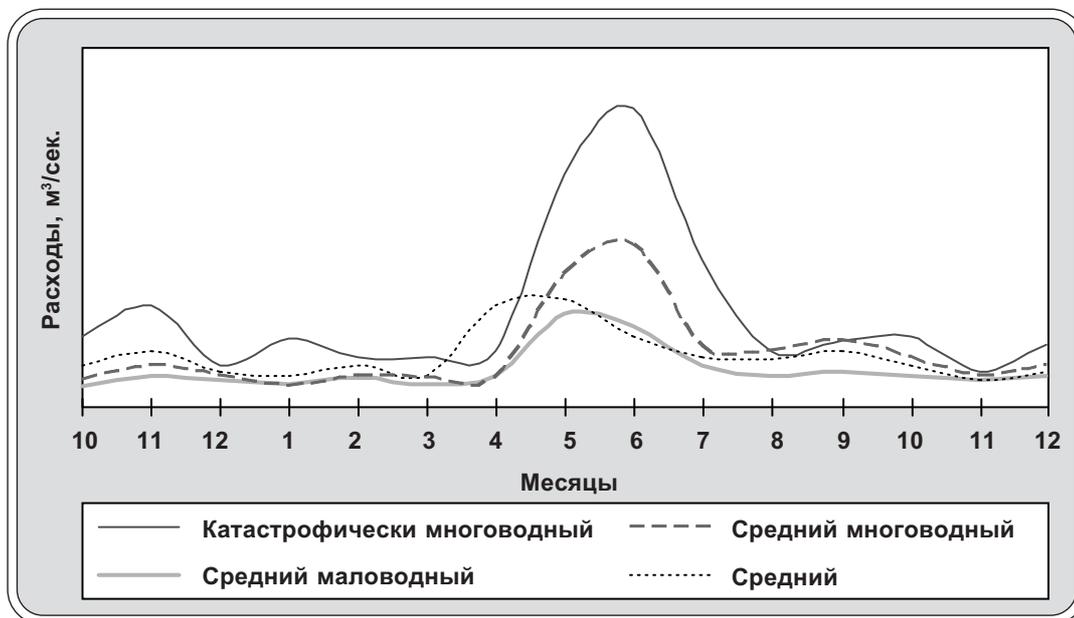
Проведенные нами исследования факторов и форм энергетического кризиса показывают, что в КР, в отличие от других стран СНГ, развитию этого кризиса содействует также политический, или дезинтеграционный, фактор, обусловленный межгосударственными отношениями по использованию водно-энергетических ресурсов в бассейне рек Нарын — Сырдарья и параллельной работой с энергосистемами Казахстана, Узбекистана и Таджикистана в ОЭС ЦА. Сочетание существующих факторов и форм энергетического кризиса, с одной стороны, определяет его глубину и продолжительность, а с другой — подсказывает возможные пути выхода из него.

В условиях Кыргызстана к эндогенным факторам энергетического кризиса следует добавить и природно-климатические условия. Природно-климатические факторы влияют на гидрологический режим рек, которые могут быть катастрофически многоводными, средне-многоводными, средними и средне-маловодными. Водность года влияет на режим работы ГЭС (см. рис. 8).

К эндогенным факторам кризиса можно отнести высокую степень изношенности основных производственных фондов энергетического производства, нерациональную структуру энергобаланса и загрязнение природной среды.

Изучение экзогенных факторов показало влияние потерь и неплатежей потребителей за поставленные энергоносители, несоответствие тарифов затратам энергокомпаний, структурные сдвиги в экономике и воздействие ряда других обстоятельств.

Специфическим для КР фактором энергетического кризиса является особое воздействие износа основных производственных фондов, а также потерь и неплатежей потребителей за поставленные энергоносители. Это обстоятельство обуславливает воспроизводственную и финансовую формы кризиса: возникает острый дефицит оборотных средств энергокомпаний, и появляются проблемы с оплатой поставок топлива, проведением ремонта энергооборудования и выплатами заработной платы.

Изменение расходов водотока
за несколько лет

Подобные формы кризиса резко снижают привлекательность электроэнергетической отрасли для внешних инвесторов, и начинает развиваться инвестиционная форма кризиса².

Уровни инвестиционного и финансового кризисов в энергетике страны и региона можно оценить количественно. Наличие и глубину инвестиционного кризиса можно определить по соотношению между реально возможными объемами капиталовложений и теми, что необходимы для обеспечения простого и расширенного воспроизводства фондов; наличие финансового кризиса устанавливается, исходя из дефицита оборотных средств энергокомпании и наличия источников финансирования.

Таким образом, появляется возможность выявить не только сам факт, но и, в первом приближении, уровень кризиса; это необходимо для определения приоритетов, средств и целей антикризисной политики.

Наибольшая опасность заключается в совместном действии всех факторов и одновременном возникновении всех соответствующих им форм кризиса; в этом случае уже можно говорить о тотальном кризисе в энергетике, который может привести к катастрофе. Наличие лишь некоторых из названных факторов свидетельствует либо о предкризисной ситуации, либо о частичном кризисе.

Специфическое свойство энергетики — высокая экономическая инерционность. Это проявляется, например, в значительном временном лаге между изменением внешних условий развития и адекватной реакцией на изменения в виде непосредственных изменений собственно ТЭК. В этом контексте можно констатировать, что с 1991 года в КР медленно накапливались кризисные явления за счет как эндогенных, так и экзогенных факторов.

² См.: Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002.

Проведенные исследования по факторам и формам энергетического кризиса в Кыргызстане³ показали следующее:

1. **Потери электроэнергии** вызывают **финансовую форму** энергетического кризиса. Общие потери электроэнергии по энергосистеме КР возросли за период 1990—2008 годов в 4,6 раза и достигли в 2007 году 4 583 млн кВт · ч, составив 31% от общей выработки. Появились так называемые коммерческие потери, вызванные хищением электроэнергии (см. табл. 2).

Таблица 2

Структура потерь электроэнергии в КР за 1990—2008 годы

	1990	1995	1997	1999	2001	2003	2005	2006	2007	2008
Потери Всего, млн кВт · ч:	1 035	3 457	4 281	3 747	4 802	4 716	5 135	4 661	4 583	3 686
Доля от выработки, %	7,74	27,9	34,8	28,5	35,1	34	34,5	31,8	30,9	31,7
В том числе: Технические потери, млн кВт · ч	1 035	н/д	2 183	2 115	2 605	2 709	2 850	2 818	2 917	2 448
Доля от выработки, %			17,3	16	19,1	18,3	19,1	19,4	19,6	21,1
Коммерческие потери, млн кВт · ч	0	н/д	2 195	1 632	2 197	2 187	2 285	1 843	1 736	1 238
Доля от выработки, %			17,4	12,5	16	15,7	15,2	12,4	11,7	10,6

Источники: Топливо-энергетический баланс КР за ряд лет. Нацстатком КР.

За период 1990—2008 годов технические потери возросли почти в 2,3 раза и в последние 3 года прочно удерживаются на уровне 19—21,6% от выработки электроэнергии, превышая норматив на 10%. Рост технических потерь явился следствием того, что большая часть основного оборудования уже исчерпала все сроки безопасной эксплуатации, а энергетические компании КР из-за неплатежей и финансового кризиса не располагают достаточными средствами для реконструкции и модернизации. Кроме того, возросла аварийность и изношенность как основного, так и вспомогательного оборудования.

2. **Повышенный износ основных фондов** компаний и предприятий электроэнергетики, который достиг более 50% (сетевого оборудования — до 70%), является фактором **воспроизводственной формы** энергетического кризиса. За период 1990—2008 годов из-за отсутствия достаточных средств нарушена цикличность

³ См.: Касымова В.М. Основы антикризисного управления в энергетике КР. Бишкек: Инсанат, 2009.

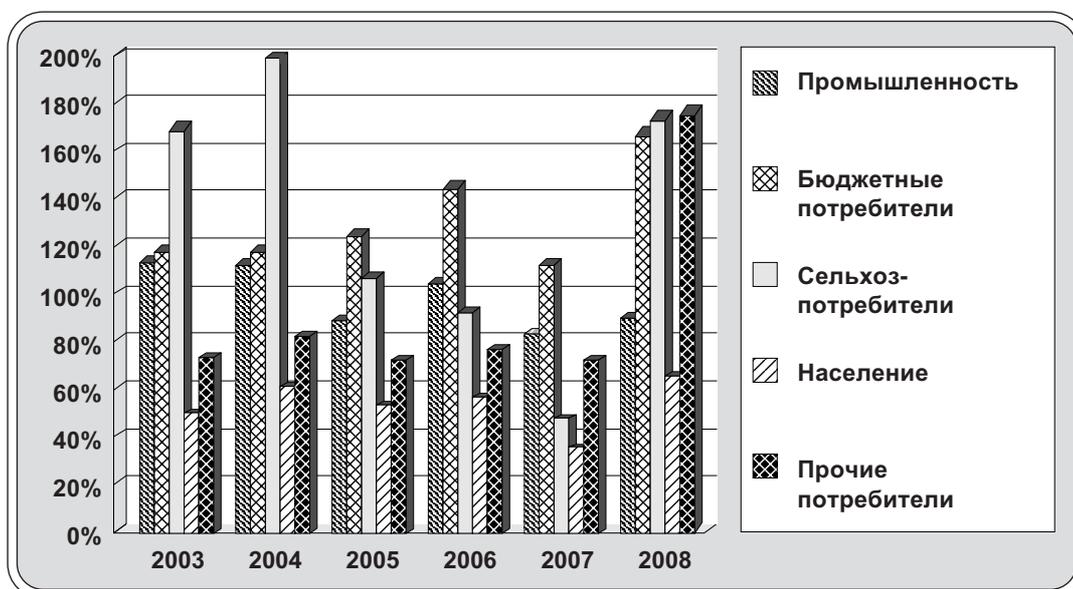
ремонта и регламента эксплуатации, что привело к повышению технических потерь и снижению надежности. На сегодняшний день более 70% оборудования сетей ГЭС и ТЭС отработали нормативный срок службы, и требуются срочные меры по его обновлению и реконструкции, а энергетические компании не располагают для этого достаточными средствами вследствие высокого уровня дебиторской задолженности потребителей.

3. Неплатежи потребителей за поставленную электроэнергию и тепло относятся к экзогенным факторам и являются главной причиной инвестиционного кризиса.

Дебиторская задолженность потребителей за электро- и теплоэнергию возросла за период 1997—2008 годов почти в 7 раз; самого высокого уровня она достигла в 2007 году, составив 2,997 млрд сомов, что является одной из основных причин финансового и инвестиционного кризисов в энергетике.

Рисунок 9

Динамика уровня сбора денежных средств за поставленную электроэнергию за период 2003—2008 годов



Соответственно возросла кредиторская задолженность перед основными поставщиками — ОАО «ЭС» и ОАО «НЭСК» (до 2 414 млн сомов в 2008 г.).

Вследствие ухудшения финансового состояния предприятий энергетической отрасли обеспечение необходимых инвестиций в отрасль является сложнейшей задачей, предполагающей привлечение частного капитала, грантов и собственных средств компаний.

4. Инфляционные факторы. Инфляция также порождает инвестиционную форму кризиса в энергетике, отличающейся значительной капиталоемкостью и длительными сроками окупаемости инвестиций.

Так, при регулируемых тарифах на электроэнергию рост цен на топливо, материально-технические ресурсы и вынужденное повышение заработной платы персонала существенно снижают собственные инвестиционные возможности предприятий. При этом на-

копленный традиционным методом амортизационный фонд не в состоянии покрыть рост цен на инвестиционные ресурсы; централизованные капиталовложения практически исключены; а частный капитал в условиях прогрессирующей инфляции весьма осторожно подходит к долгосрочным инвестициям.

Попытки решить проблему инвестиций путем повышения тарифов с учетом инфляционных ожиданий способны вызвать прямо противоположный результат по следующим причинам:

- во-первых, это еще один фактор ускорения инфляции;
- во-вторых, повысившиеся в результате роста тарифов цены на материально-технические ресурсы с определенным лагом ударят по самой электроэнергетике, вновь увеличивая ее производственные издержки; таким образом, электроэнергетика внесет свой вклад в раскручивание инфляционной спирали и сама пострадает от этого;
- в-третьих, резкое повышение энергетических издержек заставит электроемкие предприятия, спрос на продукцию которых сильно зависит от цен, пойти на сворачивание производства.

Для недопущения всего этого при формировании тарифной политики необходимо тщательно анализировать зависимость темпов роста инфляции, ВВП и доходов населения от мировых цен на газ, нефть и нефтепродукты.

С другой стороны, для вывода энергетической отрасли из сложившегося тяжелого финансово-экономического положения совершенно необходимо установить экономически обоснованные тарифы на электро- и теплоэнергию, позволяющие энергокомпаниям покрывать все затраты и формировать из прибыли определенный резерв для капиталовложений в реконструкцию и новое строительство. Таким образом, решающим фактором в ценообразовании должен стать уровень допустимых затрат вкупе с приемлемым уровнем прибыли. Методология установления и расчетов тарифов на электрическую энергию должна также способствовать проведению активной энергосберегающей политики⁴.

На протяжении последних 10 лет тарифная политика на электрическую и тепловую энергию в КР формировалась преимущественно, исходя из политических соображений, с учетом низкого уровня доходов на д.н.

В 2006 году Национальным агентством по антимонопольной политике и развитию конкуренции при содействии Всемирного банка (ВБ) был разработан и внесен на рассмотрение правительства КР проект Среднесрочной тарифной политики на электроэнергию на 2007—2010 годы, в котором предлагалось постепенно повысить тарифы до уровня, покрывающего затраты (ТПЗ); однако проект был отклонен.

В результате реформ госуправления функции регулирования развития энергетики были переданы вновь образованному Государственному департаменту по регулированию ТЭК; была разработана Среднесрочная тарифная политика на 2008—2011 годы (ССТП), согласно которой с 2008 года предполагалось поэтапное повышение тарифов до уровня, покрывающего затраты энергетических компаний по производству, передаче и распределению электроэнергии до потребителя⁵.

Однако повышение тарифов было произведено лишь с 1 января 2009 года с учетом адресной социальной поддержки (субсидий) потребителей с низким уровнем доходов

⁴ См.: Среднесрочная тарифная политика на энергоносители на 2008—2011 гг. Госдепартамент по регулированию ТЭК. Минпромэнерго и ТР КР. Бишкек, 2008.

⁵ Там же.

посредством правительственных программ социальной защиты малоимущих слоев населения и льготников.

Между тем необходимо определить, до какого уровня затрат повышать тарифы: если не стремиться к снижению затрат энергетических компаний, то расходы будут расти год от года. Кроме того, при прогнозировании тарифов необходимо учитывать уровень инфляции. В России, например, Федеральная энергетическая комиссия РФ устанавливала нижние и верхние пределы роста тарифов на электроэнергию по каждому субъекту Федерации на 3 года (2004—2006 гг.); причем в среднем по стране рост тарифов не должен был превышать верхние пределы роста ожидаемой инфляции.

Как показывают результаты анализа, повышение тарифов согласно указанным проектам ССТП в КР может значительно повлиять на темп роста инфляции в 2008—2011 годах. Изучение фактических данных о доходах населения, инфляции и тарифах на электроэнергию за 1998—2007 годы, а также прогнозов, сделанных в рамках Стратегии развития страны до 2010 года (СРС), показывает риски превышения целевых ориентиров по инфляции⁶.

При инерционном тренде развития ожидается, что инфляция не превысит 10% и будет формироваться преимущественно под влиянием роста цен на продукты питания и тарифов на платные услуги. В октябре 2007 года фактические темпы повышения индекса потребительских цен (ИПЦ) составили 20,4%; на 35,3% возросли цены на продовольственные товары, в том числе на хлеб и хлебобулочные изделия — на 80,7%, на мясо и жиры — на 48,7%, на молочные жиры — на 25,6%.

При таких темпах инфляции и снижения доходов населения Министерство экономического развития и торговли, Министерство финансов и Национальный банк КР приняли экстренные меры по снижению темпов роста инфляции и поддержанию относительно стабильных темпов роста экономики.

Согласно прогнозу Минэкономразвития КР, в 2007 году среднегодовые темпы роста инфляции ожидалось на уровне 10%, а темпы роста реальных доходов населения снизились до 9,5% против 15,7% в 2006 году; в 2008 году рост ИПЦ ожидался на уровне 7,5%, а рост номинальных доходов населения — 9,9%⁷. Таким образом, согласно СРС, темпы роста номинального дохода населения отставали от инфляции, так что реальные доходы падали.

Проведенные нами исследования по оценке влияния мировых тенденций роста цен на энергоносители (нефть и газ) и, соответственно, на электро- и теплоэнергию в КР, а также на социальное и экономическое развитие страны подтверждают высокую корреляцию этих цен с макроэкономическими индикаторами⁸.

В настоящее время функции регулятивного органа в энергетике переданы Департаменту по регулированию ТЭК Министерства энергетики КР. Департамент разработал «Среднесрочную тарифную политику на электрическую энергию на 2008—2011 годы» и документ «О среднесрочной тарифной политике на тепловую энергию на 2008—2010 годы», утвержденные в 2008 году правительством КР. Они предусматривают поэтапное повышение тарифов на энергоносители до уровня, покрывающего затраты энергетических компаний⁹.

Как показывает анализ и согласно ССТП на 2008—2011 годы, повышение тарифов может оказать достаточно сильное влияние на темпы инфляции; чтобы не вызывать со-

⁶ См.: Стратегия развития страны на 2009—2011 гг. (СРС-2). Бишкек: Минэкономразвития и торговли КР, 2009.

⁷ Там же.

⁸ См.: Касимова В.М. Указ. соч.

⁹ См.: Среднесрочная тарифная политика на энергоносители на 2008—2011 гг.

циальной напряженности, мы предложили равномерно увеличивать темпы роста тарифов на электроэнергию без существенного единовременного роста: в первый год примерно на 12,5% и в последующие — на 11,5% с разбивкой по кварталам или полугодиям (см. рис. 10).

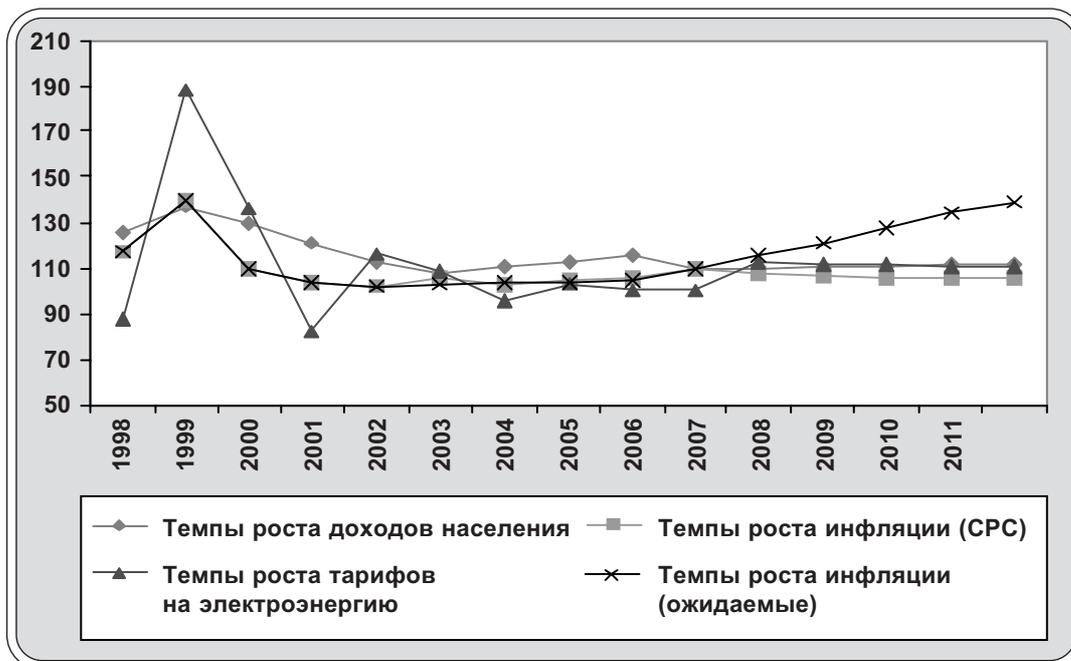
В 2009 году (с опозданием на год), параллельно с переходом к адресной поддержке льготников и малоимущих, тарифы были повышены сразу на 25%: с 56 тыйын до 70 тыйын за 1 кВт · ч; согласно СРС Минэкономразвития, в 2009 году и далее до 2011 года рост инфляции ожидался выше увеличения номинальных доходов населения (см. рис. 10).

Таким образом, необходимо изменить методологию разработки тарифной политики и не только основываться на текущих затратах, которые необходимо снижать, но и четко отслеживать тенденции, влияющие на темпы роста инфляции и доходы населения.

Департаменту по регулированию ТЭК совместно с Минэкономразвития, Минфином и Национальным банком перед разработкой проекта госбюджета республики на предстоящие три года следует ежегодно уточнять тарифы с учетом пределов тарифного коридора.

Рисунок 10

Тенденции темпов роста тарифов, инфляции и доходов населения в КР



Что касается основной части энергокомпаний, то в ближайшие три года им необходимо будет активизировать работу по сокращению затрат по следующим ключевым направлениям:

- сокращение расходов на топливообеспечение ТЭЦ;
- снижение потерь энергии;
- экономия на ремонтных работах;
- оптимизация численности персонала и оплаты труда;

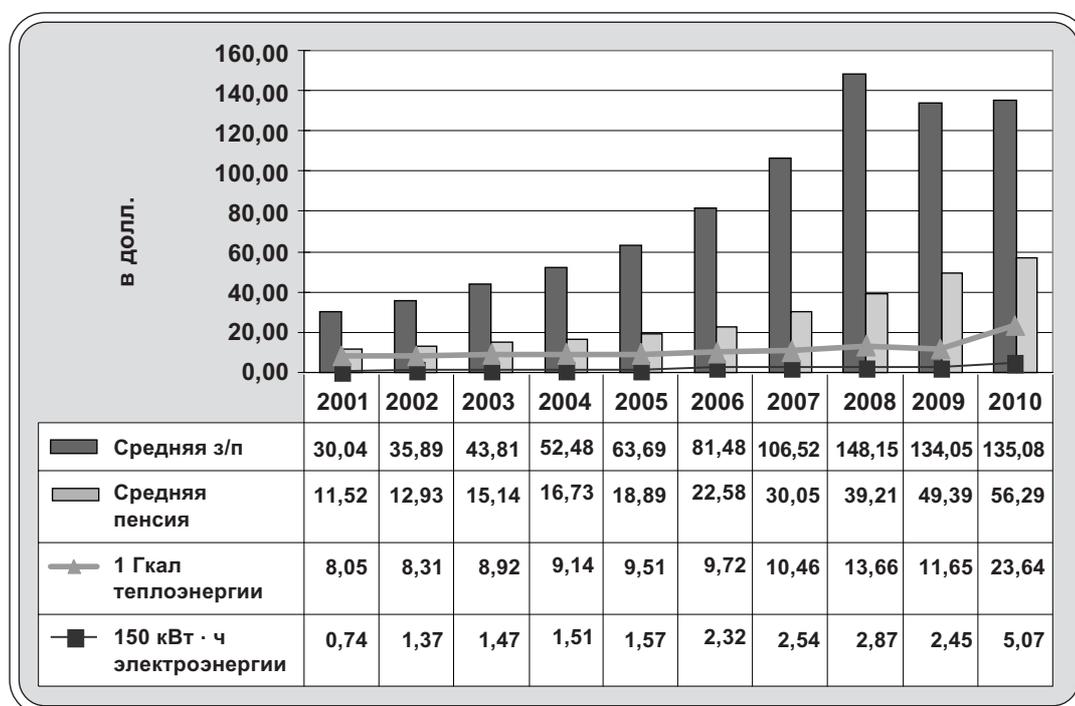
- упорядочение использования сырья, материалов и запасов товарно-материальных ценностей;
- освобождение от непрофильных бизнесов и нерентабельных активов.

В ноябре 2009 года Госдепартаментом по регулированию ТЭК была разработана новая ССТП на 2010—2012 годы¹⁰, в соответствии с которой правительством КР с 1 января 2010 года были увеличены тарифы на электроэнергию и теплоэнергию (в 2 раза), а также горячую воду (в 4 раза) (см. рис. 11).

Подобное резкое повышение тарифов повлекло за собой возмущение народа (несмотря на выделение средств для адресной поддержки малоимущего населения и льготников) и в итоге привело к социальному взрыву во всех регионах и г. Бишкеке с хорошо известными последствиями.

Рисунок 11

Динамика доходов и затрат на энергоносители за 2001—2010 годы



Правительство КР оказалось не в состоянии проводить разумную энергетическую политику: произошло отклонение от намеченного курса на финансово-экономическое оздоровление энергетических компаний, определенного НЭП КР на период 2008—2012 годов.

Главный пункт декрета временного правительства КР был связан с возвратом к прежним тарифам, что неминуемо приведет к затяжной форме энергетического кризиса в стране.

Из-за потерь в тарифе (разница между средневывыставленным и среднесобраным тарифом) ежегодные ущербы возросли с 174 млн сомов в 1997 году до 585 млн сомов в 2007

¹⁰ См.: Среднесрочная тарифная политика на энергоносители на 2010—2012 гг. Бишкек: Госдепартамент по регулированию ТЭК. Минпромэнерго и ТР КР, 2009.

году и 688 млн сомов в 2008 году. При этом ущерб нанесен не только энергетическим компаниям, но и экономике КР в виде квазифискального дефицита (КФД), который, согласно рекомендации Международного валютного фонда (МВФ), определяется как дефицит средств, возникающий вследствие высокого уровня технических и коммерческих потерь, низкого уровня сбора платежей в денежной форме, а также тем, что тариф не покрывает средних издержек на производство, передачу, распределение и сбыт электрической энергии. В 2007 году КФД составил 7 065,58 млн сомов, или 5,1% от ВВП, а в 2008 году — 8 084 млн сомов, или 4,4% от ВВП.

Энергетическая политика, первоочередные проекты по выходу из энергетического кризиса и проблемы их реализации

В настоящее время энергетическая политика в Кыргызстане осуществляется в соответствии с Законом «Об энергетике» посредством разработки энергетической стратегии и Национальной энергетической программы.

КР начиная с 1991 года разрабатывала энергетическую стратегию и программу действий, направленные на обеспечение страны энергией и энергоносителями и на повышение энергетической безопасности.

Так, в 1992 году правительство утвердило Энергетическую программу Кыргызстана, предложенную рабочей группой под руководством министра экономики и финансов. В основе ее лежала представленная в правительство КР Национальная программа энергетической независимости Республики Кыргызстан, выработанная в ПО «Кыргызэнерго» в 1992 году. В 1994—1995 годах, в соответствии с постановлением правительства КР от 25 июля 1994 года № 536, в Госкомитете по экономике была разработана Концепция энергетической политики на период до 2000 года, которая была одобрена и опубликована. Однако в связи с отсутствием нормативно-правой базы функционирования энергетики и топливной промышленности, а также из-за финансовых затруднений меры, предусмотренные в обоих документах, не были реализованы до конца.

В 1998 году была разработана Национальная энергетическая программа КР на период до 2005 года, которая получила одобрение правительства, но не была рассмотрена парламентом республики, из-за чего, в соответствии с Законом КР «Об энергетике», она не вступила в силу.

На основании распоряжений правительства КР от 15 февраля 2006 года № 71-р и № 310-р от 10 июня 2006 года были разработаны Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики (НЭП КР) на 2008—2010 годы и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года.

НЭП КР была одобрена правительством КР (13 февраля 2008 г.) и утверждена Жогорку Кенешем (постановление от 24 апреля 2008 г. № 346); в этих документах четко определены главная цель, задачи и приоритеты реализации Программы.

Главная цель стратегии — обеспечение энергетической безопасности страны и энергоэффективности экономики для подъема уровня жизни населения и устойчивого развития государства.

Для реализации поставленной цели были обозначены следующие приоритеты на 2008—2010 годы:

- финансово-экономическое оздоровление предприятий энергетики;
- сокращение коммерческих потерь путем разработки и внедрения автоматизированной системы коммерческого учета энергопотребления;
- совершенствование тарифной политики путем максимального сокращения непроизводительных затрат, обеспечения прозрачности затрат и перехода энергетических предприятий на цены самофинансирования;
- обновление основных фондов с большей степенью износа;
- совершенствование управления и регулирования ТЭК, усиление менеджмента энергетических предприятий;
- создание благоприятных условий для привлечения иностранных инвестиций;
- разработка и внедрение экономических механизмов по совместному использованию водно-энергетических ресурсов государств ЦАР;
- проведение малозатратных мер по энергосбережению в реальном секторе экономики и у населения;
- внедрение налоговых льгот предприятиям, повышающим энергоэффективность производства и расширяющим объем услуг населению;
- развитие альтернативной энергетики (малые ГЭС, солнечные коллекторы в курортных зонах, биогазовые установки в сельской местности и т.п.);
- создание рыночной инфраструктуры для развития внутреннего рынка электроэнергии и увеличения экспорта в соседние страны.

Были обозначены и долгосрочные приоритеты (на период 2010—2025 гг.):

- ввод новых мощностей с учетом капиталоемкости развития гидроэнергетики;
- сооружение новых системообразующих электросетей, системных подстанций 500—220 кВ и распределительных сетей низкого напряжения;
- реконструкция, модернизация и поддержание технической безопасности гидросооружений и мощностей энергетических предприятий;
- создание саморегулирующейся системы энергосбережения, совершенствование нормативной и институциональной основ;
- широкое использование возобновляемых источников энергии, обеспечение минимального негативного воздействия ТЭК на окружающую среду.

Учитывая ответственность КР как страны, ратифицировавшей Киотский протокол, в НЭП КР разработаны предложения по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ) и обозначены следующие конкретные меры.

- Повышение энергоэффективности экономического роста, а также эффективности использования всех видов топлива и энергии за счет внедрения передовых энергосберегающих технологий и мероприятий по экономии ТЭР и сокращению их потерь.
- Широкое использование на территории КР нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), в первую очередь в курортных зонах и заповедниках, а также в местах, где традиционное энергетическое строительство приводит к деградации сельскохозяйственных земель, пастбищ и лесов.

- Совершенствование технологических процессов и оборудования на действующих энергетических объектах, а также на предприятиях угольной и нефтегазовой промышленности с целью сокращения загрязнения окружающей среды.

Средством выхода из кризисного состояния энергетики КР является достижение главной цели НЭП КР — обеспечения энергетической безопасности страны и энергоэффективности экономики.

Перечень энергетических объектов, которые должны быть построены в первую очередь (в соответствии с НЭП КР)¹¹, приведен в табл. 3.

Таблица 3

**Необходимые инвестиции
для финансирования проектов нового строительства и реконструкции
в энергетике КР на период 2008—2025 годов**

Наименование	Устан. мощн., МВт	Сроки строительства	Сметная стоимость, млн долл.	2008—2010	2011—2015	2016—2020	2021—2025
Электроэнергетика:		Новое строительство					
Камбаратинская ГЭС -2	360	2007—2010	280	280			
Камбаратинская ГЭС -1	1 900	2011—2020	1 900	—	500	1 400	
Верхне-Нарынские ГЭС — 1, 2, 3	200	2010—2015	220		220		
Ак-Булунская ГЭС	200	2010—2015	220			220	
Итого: I сценарий		2008—2025	2 620	280	720	1 620	
Сары-Джазские ГЭС	1 200	2010—2025	1 200			200	1 000
Кара-Кечинская ГЭС	1 200	2010—2015	1 200		900	300	
Итого: 2-й сценарий		2008—2025	5 020	280	1 620	2 120	1 000
Малые ГЭС	176	2008—2020	290	40	70	80	100
НВИЭ		2008—2020	25	5	10	10	
Всего		2008—2020	5 335	325	1 700	2 210	1 100

¹¹ См.: Национальная энергетическая программа на 2008—2010 гг. и стратегия развития ТЭК на период до 2025 г. Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов КР, КНТЦ «Энергия». Бишкек: Инсан, 2009.

Таблица 3 (продолжение)

Наименование	Устан. мощн., МВт	Сроки строительства	Сметная стоимость, млн долл.	2008—2010	2011—2015	2016—2020	2021—2025
Реконструкция							
Бишкекская ТЭЦ-1	688	2007—2010	50	50			
Уч-Курганская ГЭС		2007—2010	15	15			
Ат-Башинская ГЭС		2007—2010	10	10			
п/ст. Кемин с ЛЭП 500 кВ		2007—2012	250	120	130		
п/ст. Датка с ЛЭП 220кВ	360 км	2007—2012	55	55			
Электроснабжение Баткенской области		2007—2010	10	10			
Техническое перевооружение							
Высоковольтные ЛЭП		2007—2010	60	60			
Распределительные электрические сети		2008—2015	250	80	80	80	90

К числу первоочередных проектов, требующих большого объема инвестиций, относятся строительство Камбаратинских ГЭС-1 установленной мощностью 1 900 МВт и ГЭС-2 установленной мощностью 360 МВт. Ввод в действие Камбаратинских ГЭС позволит использовать Токтогульский гидроэнергетический узел в ирригационном режиме.

Большим успехом являются договоренности с Россией о возможности предоставления льготного кредита в объеме 1,7 млрд долл. на сооружение Камбаратинской ГЭС-1¹²; в случае привлечения частных инвестиций появится возможность сооружения Верхне-Нарынских ГЭС и Алабугинской ГЭС.

Также необходимо привлечь 50 млн долл. на реабилитацию Бишкекской ТЭЦ-1, 15 млн долл. — на реконструкцию Уч-Курганской ГЭС и 10 млн долл. — на Ат-Башинскую ГЭС.

Общий объем инвестиций, необходимых для модернизации и технического перевооружения распределительных сетей составляет 310 млн долл. Денежные средства должны быть использованы в первую очередь для установки электронных счетчиков с целью снижения технических потерь и потерь от хищений.

¹² См.: Закон КР «О ратификации Соглашения между правительством Кыргызской Республики и правительством Российской Федерации о строительстве Камбаратинской ГЭС № 1, подписанного 3 февраля 2009 года в г. Москве», 10 февраля 2009.

Кроме того, для энергосистемы КР жизненно важно поступление денежных средств в объеме 290 млн долл. для строительства малых ГЭС и порядка 25 млн долл. — на развитие солнечных, биогазовых и ветроэнергоустановок.

В КР существует возможность сооружения 92 новых малых ГЭС суммарной мощностью 178 МВт и среднегодовой выработкой до 1,0 млрд кВт · ч электроэнергии; могут быть восстановлены 39 существовавших ранее малых ГЭС общей мощностью 22 МВт и среднегодовой выработкой до 100 млн кВт · ч электроэнергии. Кроме того, разработаны предложения по строительству 7 ГЭС на ирригационных водохранилищах суммарной установленной мощностью 75 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии около 220 млн кВт · ч.

Стратегически важной является проблема укрепления позиции Кыргызстана на региональном рынке электроэнергии и мощности; в прогнозный период 2010–2025 годов необходимо максимально реализовать экспортные возможности гидроэнергетики республики и внести вклад в обеспечение энергетической безопасности ЦАР.

Для этого в первую очередь должна быть восстановлена схема взаимодействия по обмену энергоресурсами: Кыргызстан — Казахстан — Таджикистан — Узбекистан, созданная еще в рамках ЦАЭС с подписанием в 1998 году главами государств Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана межправительственных соглашений о параллельной работе энергосистем в ОЭС ЦА и об использовании водных ресурсов бассейна рек Нарын — Сырдарья.

В перспективе с вводом в действие Камбаратинских ГЭС появится возможность полностью обеспечить двухрежимную работу Нижне-Нарынского каскада; большим преимуществом является функционирование Камбаратинских ГЭС в зимнее время, поскольку вода, сбрасываемая со станции, будет накапливаться в Токтогульском водохранилище.

Соседние страны смогут получить дополнительные выгоды, если будут участвовать в сооружении Камбаратинской ГЭС-1 путем создания Международного водно-энергетического консорциума. Только совместными усилиями стран ЦА удастся избежать энергетического кризиса, грозящего в перспективе региону по прогнозам экспертов ВБ¹³.

Вместо заключения

В перспективе одним из направлений межгосударственной деятельности в области энергетики может стать экспорт электроэнергии и мощности из Кыргызстана через Таджикистан и Афганистан в страны Южной Азии; это станет возможным в случае создания Трансазиатской единой энергосистемы (ТАЕС) в рамках Специальной программы для стран ЦА (СПЕКА).

В настоящее время и на долгосрочную перспективу наиболее вероятными участниками интеграционных процессов в гидроэнергетике и в развитии экспорта электроэнергии Кыргызстана являются помимо РФ Китай и Казахстан, выразившие намерение инвестировать средства в строительство ГЭС на участке верхнего и среднего течения реки Нарын и на реке Сары-Джаз.

¹³ См.: Центральная Азия на пороге энергетического кризиса // Интернет-ресурс [www.akipress.kg] — информация из отчета Всемирного банка.