

## ЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСТАНА: СОСТОЯНИЕ ОТРАСЛИ И ПЕРСПЕКТИВЫ МЕЖГОСУДАРСТВЕННОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

Валентина КАСЫМОВА

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

Батыркул БАЕТОВ

*кандидат экономических наук, и.о. статс-секретаря,  
первого заместителя министра Министерства промышленности,  
энергетики и топливных ресурсов Кыргызской Республики  
(Бишкек, Кыргызстан)*

### 1. Уровень развития энергетики и межгосударственного сотрудничества

Среди государств Центральной Азии Кыргызстан выделяется богатыми водными ресурсами, составляющими 50 млрд куб. м в год поверхностного стока горных рек, 13 млрд куб. м. потенциальных запасов подземных вод, 1 745 млрд куб. м в год озерной воды и 650 млрд куб. м ледников. В республике формируются стоки таких крупных рек, как Нарын — 807 км, Чу — 380 км, Талас — 200 км, Сары-Джаз, Карадарья, Чаткал и др., впадающих в бассейны Сырдарьи и Амударьи. Энергетический потенциал водных ресурсов КР оценивается в 162 млрд кВт·ч электроэнергии (38% запасов в ЦА). Однако уровень их использования еще остается весьма низким (8—9%)<sup>1</sup>. При этом потен-

<sup>1</sup> Здесь и далее используются данные из рабочих материалов Министерства промышленности, энергетики и топливных ресурсов Республики Кыргызстан.

циал малых рек оценивается от 5 до 8 млрд кВт·ч в год, но используется лишь на 3%. Возможности нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) оцениваются в 800 млн т условного топлива, уровень использования их также весьма низок; прогнозные запасы угля превышают 2 млрд т; неразведанные запасы нефти и газа приближаются к 289 млн т условного топлива. К тому же нефть и природный газ добывают в незначительных объемах, а за 1991—2006 годы их добыча снизилась соответственно в 2,2 и в 3,8 раза. В целом обеспеченность республики своими нефтепродуктами и природным газом составляет менее 5%; она почти полностью зависит от их поставок, а также экспорта угля из России, Казахстана, Узбекистана.

За годы независимости топливно-энергетический баланс (ТЭБ) республики формировался под воздействием процессов, сопровождавших построение государственности и переход к рыночной экономике. Экономический спад и нарушение межгосударственных связей обусловили структурные изменения ТЭБ за последние 15 лет, что выразилось в сокращении объемов производства ТЭР в 2005 году до 52%, импорта энергоресурсов — до 22%, энергопотребления — до 90,4%, экспорта — до 27% от уровня 1990 года.

Анализ макроэкономических индикаторов и энергопотребления показывает, что в целом темпы снижения энергопотребления были ниже темпов снижения ВВП и сопровождались снижением энергоемкости последнего до 43%, энерго- и электропотребления на душу населения до 28% и 70% (при росте электроемкости ВВП до 106% относительно уровня 1990 г.).

Структурные сдвиги в ТЭБ обусловлены в основном нарушением межгосударственных энергетических связей. Так, импорт угля сократился с 2,9 млн т в 1990 году до 981 тыс. т в 2005-м (33% от уровня 1990 г.); добыча угля за этот период сократилась с 3,74 млн т до 335,3 тыс. т (почти в 11 раз). В результате ТЭЦ, котельные, соответственно и население оказались в условиях дефицита топлива. При этом около 60% суммарного объема потребления угля в стране расходуется в энергетическом секторе на выработку электро- и теплоэнергии.

Электроэнергетика является бюджетообразующей отраслью, ее доля в валовой продукции промышленности возросла с 4,2% (в 1990 г.) до 20,4% (в 2005-м). Производство электроэнергии имеет тенденцию роста по сравнению с другими энергоносителями с 13,3 (1990 г.) до 14,48 млрд кВт·ч (2006 г.). При этом в структуре производства увеличилась доля ГЭС с 67% до 94%, при снижении доли ТЭЦ с 32 до 6% в 2006 году. Основная причина снижения выработки электроэнергии ТЭЦ — высокая стоимость топлива и перебои с его поставкой из соседних государств. В республике действует 17 электростанций суммарной установленной мощностью 3 680 МВт, в том числе 15 гидроэлектростанций установленной мощностью 2 950 МВт и две теплоэлектроцентрали мощностью 730 МВт, удельный вес ГЭС составляет 81%, тепловых электростанций — 17%, малых ГЭС — 1,3%.

Для передачи и распределения электроэнергии сооружено более 70 тыс. км линий электропередачи напряжением 0,4÷500 кВ (из них 546 км — линии 500 кВ, 1 714 км — линии 220 кВ и 4 380 км — линии 110 кВ), а также около 490 трансформаторных подстанций напряжением 35÷500 кВ и суммарной мощностью более 8 млн кВт. Магистральными и системообразующими линиями электропередачи энергосистема Кыргызстана связана с энергосистемами соседних государств, является частью энергокольца 500—220 кВ Объединенной энергосистемы региона (ОЭС ЦА). Развитая электроэнергетическая сеть обеспечивает доступ к электроэнергии практически всем жителям страны.

Однако по ее потреблению на душу населения (1 777 кВт·ч) республика отстает от общемирового показателя (2 343 кВт·ч/чел) и от показателей соседних государств: Казахстана (3 312), Таджикистана (2 172) и Узбекистана (1 796). Это обусловлено (наряду с другими причинами) снижением электропотребления реальным сектором экономики за пе-

риод 1990—2005 годов на 18%, при этом в 2,6 раза возросло его преобразование в другие виды энергии. Наибольшие темпы снижения электропотребления наблюдались в промышленности, где оно составило 52% от уровня 1990 года. В то же время существенное падение спроса на электроэнергию в реальном секторе экономики было компенсировано увеличением электропотребления населением более чем в 2 раза, что вызвано ростом цен на твердое топливо, природный и сжиженный газ, а также их недоступностью в связи с нарушением межгосударственного сотрудничества в сфере энергетики.

Единственный и самый надежный источник энергии в республике — Нижне-Нарынский каскад ГЭС суммарной мощностью 2 780 МВт с Токтогульским водохранилищем многолетнего регулирования, Курпсайским, Ташкумырским, Шамалдысайским и Учкурганским водохранилищами сезонного и суточного регулирования, которые также обеспечивали покрытие переменных графиков нагрузки смежных государств и регулирование частоты в ОЭС ЦА. При этом оптимальный режим работы ОЭС ЦА предполагает обеспечение взаимопоставок электроэнергии с учетом максимальной выработки ее на каскаде ГЭС в период вегетации при комплексном использовании гидроэнергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинского бассейна и максимальной выработки тепловыми электростанциями в осенне-зимний период.

Исключительно важна для региона проблема комплексного использования Токтогульского гидроузла с соблюдением интересов государств нижнего течения — Казахстана и Узбекистана, а также обеспечения санитарных попусков воды в бассейн Аральского моря. Согласно проекту, выполненному Московским институтом «Гидропроект» им. С. Жука, функционирование Токтогульского гидроузла с водохранилищем объемом 19 куб. км многолетнего регулирования предусматривалось исключительно в ирригационном режиме и срабатыванием до 70% воды в вегетацию. При этом получаемая электроэнергия попутно с водой передавалась поровну Узбекистану и Казахстану (свыше 4 млрд кВт·ч в год). Одновременно для выработки электроэнергии в осенне-зимний период на ТЭЦ Бишкека — столицы Кыргызстана — республика в порядке компенсации получала природный газ в объеме, превышающем 1 млрд куб. м, и уголь из Казахстана — 600—800 тыс. т и топочный мазут — 350 тыс. т. С обретением независимости государствами ЦА и нарушением экономических связей межведомственные проблемы по взаимопоставкам энергоносителей трансформировались в межгосударственные. Сокращение импорта топлива из соседних республик привело к изменению режима работы Токтогульского гидроузла: в энергетическом режиме в зимнее время для покрытия энергопотребления в КР и в ирригационном — в летнее время для нужд орошения соседних государств в нижнем течении рек Нарын и Сырдарья.

Для соблюдения интересов всех стран, расположенных по течению этих рек, в 1998 году были приняты межгосударственные соглашения «О параллельной работе энергосистем в ОЭС ЦА» и «Об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Сырдарья». Однако невыполнение условий этих соглашений, а также стремление Узбекистана и Казахстана к энергетической независимости повлекло за собой сокращение saldo перетоков электроэнергии за 1991—2005 годы более чем в 2 раза и, как следствие, — сокращение импортируемого топлива на ТЭЦ, в том числе природного газа из Узбекистана с 1 015 млн куб. м (в 1990 г.) до 175,5 млн куб. м (в 2005-м), топочного мазута из Казахстана — с 350 тыс. т до 17,2 тыс. т, угля — с 1 037 тыс. т до 689 тыс. т, в том числе кыргызского — с 568 тыс. т до 19,5 тыс. т, с сохранением объемов поставки из Карагандинского бассейна Казахстана в объеме 601 тыс. т. Такая структура топливопотребления, 97% которого образуется за счет импортируемого топлива по ценам близким к мировым, является весьма затратной и экономически неоправданной для республики. Ежегодные расходы на импортируемое топливо составляют 32—37 млн долл., из них только на транспортировку природного газа приходится около 43% , угля — 52%. При больших

запасах угля республика лишь на 3% обеспечивает им ТЭЦ Бишкека. Это обусловлено тем, что после распада СССР перевозка угля из южной части республики на север по железной дороге, проходящей по территории Узбекистана, Казахстана и Таджикистана, стала обходиться дороже угля, импортируемого из Карагандинского бассейна Казахстана.

Наряду с неполным использованием установленной мощности электростанций Нижне-Нарынского каскада ГЭС и Бишкекской ТЭЦ сокращение экспорта и рост цен на импортируемое топливо привели энергетические компании к финансовому кризису. Недостаточно активная и несбалансированная политика правительства КР в сфере развития межгосударственных энергетических связей и интеграции энергетического сектора страны в формируемый объединенный рынок электрической мощности и энергии государств ЦА не обеспечивала эффективное распределение водных и электроэнергетических ресурсов в регионе и грозит вытеснением страны с регионального рынка экспорта электроэнергии.

Финансово-экономическое состояние энергосистемы существенно ухудшается в связи с ростом потерь в 1991—2006 годах — более чем в 5 раз, в структуре которых, помимо технических потерь, с 1993 года появились так называемые «коммерческие потери», то есть хищения электроэнергии, в 2006-м достигшие 5,135 млрд кВт·ч. (34% от ее производства или 50% от всей поступившей распределительным компаниям). Только в 2006 году из-за хищений и потерь электроэнергетика недополучила 2 957 млн сом (77,8 млн долл.) при среднеспособном тарифе 57,6 тыйин (1,51 цент) за кВт·ч. Рост же технических потерь связан с отсутствием средств на замену изношенного оборудования, большая часть которого исчерпала сроки эксплуатации. Хищения электроэнергии происходят из-за несовершенства менеджмента, правовых и административных рычагов по их предотвращению, коррупции среди инспекторов и отсутствия средств на приобретение и повсеместную установку АСКУЭ (автоматических систем контроля и учета электроэнергии), а также других электронных систем учета электропотребления.

Несмотря на снижение добычи, импорта и потребления энергоресурсов, экономическое развитие страны характеризуется высокой энергоемкостью ВВП (1,08 т.н.э./1 000 долл.) по сравнению с общемировыми их значениями (0,30 т.н.э./1 000 долл.). Это обусловлено низким техническим уровнем энергопотребляющих процессов, изношенностью большей части оборудования (включая отрасли ТЭК) и отсутствием средств на проведение энергосбережения, потенциал которого в реальном секторе экономики и сфере услуг оценивается в 35—45%. Реализация этого потенциала способствовала бы снижению энергоемкости, повышению конкурентоспособности производимой продукции и, как следствие, обеспечению энергоэффективности экономики.

Энергетическая политика республики осуществляется в соответствии с законом «Об энергетике» и за последние 15 лет была направлена на:

- 1) обеспечение энергетической безопасности страны за счет развития внутренних магистральных электрических сетей и генерирующих источников, технического перевооружения и развития систем коммерческого учета электроэнергии, формирования оптового рынка электрической энергии;
- 2) реформирование производственных структур электроэнергетики на функциональной основе с целью их адаптации к рыночным методам хозяйствования путем акционирования, частичной приватизации и корпоративного управления.

Процесс разгосударствления и приватизации объектов электроэнергетического комплекса в Кыргызской Республике предусматривал выполнение нескольких последовательно взаимосвязанных мероприятий в рамках четырех этапов.

К настоящему времени первый этап выполнен на 70%. АО «Кыргызэнерго» прошло перерегистрацию как юридическое лицо в Министерстве юстиции (16 июня 1997 г.) и является акционерным обществом открытого типа с частным видом собственности. Проведена большая работа по его инвентаризации и анализу имущественного комплекса, уставный капитал АО «Кыргызэнерго» определен в 7 470 107,7 тыс. сом. Из всех котельных только котельную города Каракол передали на баланс госадминистрации.

В рамках второго этапа проведены следующие мероприятия:

- Из АО «Кыргызэнерго» выведены ремонтные структуры «Кыргызэнергоремонт», «Кыргызэнергоспецремонт» и каскад Аламединских ГЭС (на их базе образовано АО «Чакан ГЭС»).
- На баланс местных органов исполнительной власти переданы некоторые жилищно-коммунальные и социально-бытовые объекты.

В рамках реализации третьего этапа 12 января 2001 года состоялось общее собрание акционеров АО «Кыргызэнерго», на котором было принято решение вывести из состава АО четыре электрические распределительные и одну тепловую распределительную компании.

В результате этих мероприятий на базе АО «Кыргызэнерго» создано семь акционерных энергетических компаний (ОАО) с контрольным пакетом акций у государства, в том числе одна генерирующая — «Электрические станции», одна электросетевая передающая — «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», четыре электросетевые распределительные — «Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро», «Жалал-Абадэлектро» и одна теплосетевая — «Бишкектеплосеть», а также акционерные компании с частным капиталом — «Чакан ГЭС», Кеминская и Калининская ГЭС.

При этом наибольшая часть уставного капитала «Кыргызэнерго» отошла компании «Электрические станции» — 60%, 22% было передано «Национальной электрической сети Кыргызстана», 6% — «Северэлектро», 5% — «Бишкектеплосеть», 3% — «Жалал-Абадэлектро», по 2% — «Ошэлектро» и «Востокэлектро».

Государственная доля акций во всех вновь образованных ОАО составляет 93,65%, из которых 80,49% принадлежит Госкомимуществу КР, 13% — Соцфонду, 4,035% — юридическим лицам и только 2,32% — населению. Законом не предусмотрено, чтобы государственная доля акций этих обществ была продана, заложена, передана в доверительное управление, а их имущество вообще не подлежит любым видам отчуждения.

Четвертым этапом предусматривалось:

- объявление тендера среди консалтинговых фирм для поиска стратегических инвесторов (III квартал 1998 г.);
- подведение итогов тендера среди консалтинговых фирм (IV квартал 1998 г.);
- объявление инвестиционного тендера по объектам энергетического комплекса (1999 г.);
- продажа крупных госпакетов акций соответствующих предприятий (до 70%) — кроме ГАО «Нарынский каскад» и ГАО «Национальная электросеть» — стратегическим инвесторам на конкурсной основе (I квартал 1999 г.);
- подведение итогов тендера по привлечению в 1999 году стратегических инвесторов или по передаче в доверительное управление (при сохранении контрольного пакета акций за государством в акционерных обществах по производству и передаче электроэнергии).

Однако прошло девять лет, а к реализации мероприятий четвертого этапа правительство еще не приступило, хотя после реструктуризации энергетические компании оказались в крайне тяжелом финансово-экономическом положении, усугубляемом тем, что в последние годы тарифы на электро- и теплоэнергию не покрывают затраты на их производство и доставку потребителям. К тому же снизились экспортные цены на электроэнергию, реализуемую ОАО «Электрические станции» («ЭС»), что привело к потере выручки от ее поставок в другие страны.

Причины ухудшения финансово-экономического положения энергетических компаний обусловлены несовершенством механизмов взимания платежей за передачу и распределение произведенной электроэнергии, перекрестного субсидирования, а также низким уровнем сбора платежей за потребленную энергию по средневывставленным тарифам (в 2006 г. они составили 77%, что вызвало рост дебиторских долгов потребителей перед распределительными компаниями — РЭК — в объеме 83 млн долл.). В свою очередь, долг РЭК перед ОАО «ЭС» составил 99 млн долл., а перед ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» («НЭСК») — 50,5 млн, что за последние 10 лет привело к росту убыточности всех энергетических компаний (кроме ОАО «НЭСК»). Соответственно увеличивается кредиторская задолженность энергетических компаний, а также задолженность по налоговым обязательствам перед бюджетом республики.

Не обеспечивается сокращение технических и коммерческих потерь, в 2006 году составивших 38% (40% в 2005-м), из них соответственно 18—20% относятся к техническим потерям, 18—22% — к хищениям электроэнергии потребителями. Квазифискальный дефицит ВВП от деятельности энергетических компаний, по оценке МВФ, в 2006 году был равен 4,5% (7,6% в 2005-м), что негативно влияет на макроэкономическую стабильность и устойчивость бюджета республики.

Кризис неплатежей усугубляется и тем, что тарифы на электроэнергию (за 2006 г. — 1,63 цент/кВт·ч — средневывставленный потребителям) не покрывают затраты, связанные с выработкой, передачей, распределением и сбытом (2,3 цент/кВт·ч по оценке ВБ и МВФ), а это ставит энергетические компании в положение недостаточного финансирования. Практически они не имели возможностей реинвестирования ни в реконструкцию сетей, ни в новые технологии по учету электроэнергии, ни в развитие и дальнейшее сооружение новых объектов.

К тому же финансово-экономическая нестабильность энергетических компаний негативно влияет на экономическую безопасность страны в целом. К основным внутренним причинам, подрывающим энергетическую безопасность, относятся: низкий уровень финансового менеджмента и приборного обеспечения коммерческого учета; хищение энергии; низкая платежная дисциплина потребителей электроэнергии; отсутствие должного внимания и надежных источников финансирования для обеспечения затрат на восстановление и реконструкцию оборудования компаний.

Для выхода из этой ситуации необходимо:

- рассмотреть проект новой «Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на 2007—2010 гг.», в котором предусматривается постепенное повышение тарифов до уровня, покрывающего затраты (ТПЗ) и принять соответствующее решение;
- в среднесрочный период политику в сфере экспортных тарифов направить на разработку механизма прозрачности этих тарифов, которые должны быть не ниже стоимости, сложившейся на энергетическом рынке страны и региональном рынке электроэнергии на день заключения договора;

- внести изменения в законодательство по приватизации ряда существующих и перспективных ГЭС и ТЭС, утвердить четвертый этап программы приватизации энергетических компаний.

В июне 2007 года парламент КР обсуждал вопрос об итогах трех этапов реструктуризации энергетического сектора и о реализации четвертого этапа, а также о внесении изменений в законодательство по приватизации существующих и перспективных генерирующих и распределительных компаний. При этом были отмечены неудовлетворительные итоги трех этапов реструктуризации и приватизации электроэнергетического сектора. По вопросу реализации четвертого этапа депутаты не пришли к единому мнению. Как полагает их большинство, основным тормозящим фактором остается то, что передача энергетических объектов в частные руки незамедлительно повлечет за собой повышение тарифов на электроэнергию, которое вызовет недовольство общественности, следовательно, расшатает политическую ситуацию в стране. После обсуждения поправок и предложений к закону «Об особом статусе Токтогульских ГЭС», согласно которым предлагалось предусмотреть передачу в частную собственность или в концессию перспективные ГЭС для привлечения инвестиций, принят закон «О строительстве Камбаратинских ГЭС». ТЭЦ Бишкека выведена из ОАО «Электрические станции». На более позднее время перенесен вопрос об утверждении четвертого этапа программы приватизации электроэнергетического сектора, в соответствии с которым будут решать вопросы концессии и доверительного управления распределительными компаниями и ТЭЦ Бишкека и (или) их приватизации после тщательного анализа деятельности энергетических компаний.

В настоящее время эти вопросы прорабатывает Министерство промышленности, энергетики и топливных ресурсов. Выведение ТЭЦ Бишкека из ОАО «Электрические станции» не решит проблему создания в стране конкурентного рынка из-за высокой себестоимости электро- и теплоэнергии по сравнению с вырабатываемой ГЭС. Тем не менее на оптовом рынке региона ГЭС республики конкурентоспособны.

Развитие конкуренции возможно на розничном рынке электроэнергии при выведении сбыта из ведения распределительных компаний. По своей экономической сути сбытовые компании могут стать правовыми агентами рынка электроэнергии и мощности, так как они начинают конкурировать за заключение договоров между покупателем и продавцом электроэнергии. Другими словами, ее потребитель оставляет за собой право выбора агента по составлению договора на поставку электроэнергии и надзору за выполнением обязательств каждой из сторон. К тому же сбытовые компании имеют возможность заключать договоры с распределительными компаниями на поставку электроэнергии потребителям либо вообще отказаться от услуг данной компании. Двусторонние договоры будут обеспечивать уверенность распределительных компаний в том, что потребители оплатят потребленную электроэнергию, а претензии (если они возникнут) будут предъявлять не к распределительной фирме, а к сбытовой, которая, в свою очередь, обязуется проследить за предоставлением качественной продукции данному потребителю.

Таким образом, на рынке электрической энергии появляется новый субъект, координирующий и регулирующий деятельность продавцов и покупателей. Добросовестное исполнение субъектом своих обязанностей поможет сбытовым компаниям улучшить свое финансовое положение, изыскать дополнительные ресурсы на реконструкцию оборудования и внедрение новейших технологий. Следовательно, распределительные компании смогут выплатить свои долги ОАО «НЭС» Кыргызстана и ОАО «ЭС». Необходимо перейти на новый уровень контрактных отношений, когда невыполнение обязательств влечет за собой имущественную, административную и уголовную ответствен-

ность. Все энергетические компании республики должны заняться улучшением системы управления и внедрением новейших методов в сфере менеджмента и энергетического бизнеса.

## **2. Энергетические проекты и перспективы межгосударственного сотрудничества в этой сфере**

Для повышения эффективности развития отрасли правительством приняты распоряжения (15 февраля — № 71-р и 10 июня 2006 г. — № 310-р) о разработке «Национальной энергетической программы КР на 2006—2010 годы и стратегии развития ТЭК до 2025 года» (НЭП), которая была представлена в срок (к 1 ноября 2006 г.). Однако своевременно этот проект не был рассмотрен. С образованием в составе нового правительства страны Министерства промышленности, энергетики и топливных ресурсов (февраль 2007 г.) проект НЭП прошел предварительную стадию обсуждения и через несколько месяцев, в июле, его передали в Совет министров.

НЭП определяет цели, задачи и основные направления среднесрочной и долгосрочной энергетической политики государства, а также устанавливает механизмы ее реализации. Основная цель среднесрочной энергетической политики — финансовое оздоровление, сбалансированное и комплексное развитие, обеспечение устойчивого прогресса отрасли, совершенствование ее институциональной, тарифной и инвестиционной сфер. А стратегические долгосрочные цели этой политики — обеспечение энергетической и экологической безопасности, энергетической и бюджетной эффективности.

Достижение указанных целей предполагает формирование основных составляющих государственной энергетической политики. К их числу относятся прежде всего обеспечение эффективного использования энергоресурсов государственным фондом, развитие внутренних топливно-энергетических рынков, формирование рационального ТЭБ, региональная и внешняя энергетическая политика, социальная, научно-техническая и инновационная деятельность в ТЭК.

В НЭП в качестве первоочередных энергетических проектов предлагается сооружение (выше по течению Токтогульского гидроузла) Камбаратинской ГЭС-2 установленной мощностью 360 МВт и Камбаратинской ГЭС-1 мощностью 1 900 МВт (по предварительной оценке, объем инвестиций составит 2,2 млрд долл.) и двух ГЭС Верхне-Нарынского каскада суммарной мощностью 200 МВт, стоимостью 200 млн долл. При благоприятных инвестиционных условиях к 2015—2025 годам возможно строительство гидроэлектростанций на реке Сары-Джаз суммарной установленной мощностью 1 000—1 200 МВт, стоимостью свыше 1 млрд долл., с соответствующим увеличением производства электроэнергии (см. табл. 1). Альтернативные варианты усиления базовой мощности энергосистемы — строительство Бишкекской ТЭЦ-2 мощностью 400 МВт и ТЭС мощностью 1 200 МВт на угольном месторождении Кара-Кече стоимостью 1,1 млрд долл.

Ввод новых мощностей позволит к 2010 году увеличить производство электроэнергии до 17,094 млрд кВт·ч в год, к 2025-му — до 38,57 млрд кВт·ч. Намечаемые к сооружению объекты, предполагаемые сроки ввода мощностей и выработки электроэнергии приведены в табл. 2.

Таблица 1

Прогноз ввода в действие генерирующих источников  
на период до 2025 года

| Наименование                  | Устан. мощн.<br>МВт | Сроки<br>строительства (гг.) | Стоимость<br>млн долл. |
|-------------------------------|---------------------|------------------------------|------------------------|
| Камбаратинские ГЭС<br>№№ 1, 2 | 1 900               | 2010—2020                    | 2 200                  |
|                               | 360                 | 2007—2012                    | 280                    |
| Джиланарыкские №№ 1, 2        | 200                 | 2007—2010                    | 220                    |
| Акбулунская ГЭС               | 200                 | 2010—2014                    | 200                    |
| Сары-Джазские ГЭС             | 1 200               | 2010—2025                    | 1 200                  |
| Кавакская ГРЭС                | 1 200               | 2008—2015                    | 1 100                  |
| Всего                         |                     |                              | 5 200                  |

Таблица 2

Прогноз выработки электроэнергии действующими  
и перспективными электростанциями республики  
(млрд кВт·ч)

| Наименование                     | 2005 г. | 2010 г. | 2015 г. | 2020 г. | 2025 г. |
|----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Нижне-Нарынский каскад ГЭС       | 13,706  | 14,547  | 14,547  | 14,547  | 14,547  |
| Бишкекская и Ошская ТЭЦ          | 0,881   | 1,077   | 1,584   | 1,836   | 2,128   |
| Малые ГЭС                        | 0,0846  | 0,450   | 0,650   | 1,0     | 2,2     |
| НВИЭ                             | 0,015   | 0,020   | 0,025   | 0,030   | 0,045   |
| Камбаратинские ГЭС<br>№№ 1, 2    |         |         | 1,2     | 2,4     | 5,6     |
|                                  |         | 0,4     | 1,1     | 1,1     | 1,1     |
| Джиланарыкские ГЭС №№ 1, 2       |         | 0,6     | 1,2     | 1,2     | 1,2     |
| Акбулунская ГЭС                  |         |         | 0,75    | 0,75    | 0,75    |
| Сары-Джазские ГЭС                |         |         | 1,8     | 3,6     | 5,4     |
| Кара-Кечинская ТЭС               |         |         | 5,6     | 5,6     | 5,6     |
| Итого ГЭС                        | 13,805  | 16,017  | 21,272  | 24,627  | 30,842  |
| Всего произведено электроэнергии | 14,686  | 17,094  | 28,456  | 32,063  | 38,57   |

Кроме того, в прогнозируемый период предусматривается сооружение объектов малой гидроэнергетики. К 2010—2015 годам возможен ввод станций мощностью 178 МВт с выработкой свыше 1 млрд кВт·ч в год. На их строительство необходимо 200—220 млн долл.

Выдача мощности и энергии перспективных электрических станций требует соответствующего развития магистральных электрических сетей (220—500 кВ) за счет решения проблем усиления связи (500 кВ) Юг — Север в энергосистеме страны. Для увеличения передачи электроэнергии на север предстоит создать новый питающий центр 500 кВ — ПС 500/220 кВ Кемин, с ВЛ-500 кВ Юг — Север, что позволит в перспективе решить задачу присоединения и выдачи мощности Камбаратинских ГЭС.

Для развития магистральных электрических сетей юга республики и уменьшения энергетической зависимости от соседних стран намечается строительство ПС Датка (500/220 кВ) с ее подключением к существующей ВЛ-500 кВ Токтогульская ГЭС — Лочин (Узбекистан), которая должна обеспечить выдачу мощности Нижне-Нарынского каскада ГЭС. Со строительством ПС Датка предполагается реконструкция сетей 220 кВ общей протяженностью 360 км. В 2006—2010 годах намечается завершить работы по проекту «Улучшение электроснабжения Баткенской области» с потребностью в инвестициях (до 2010 г.) в объеме 335 млн долл.

Соотношение спроса и предложения (или прогноз электробаланса) показывает, что намечаемая стратегия развития электроэнергетики обеспечивает покрытие перспективного роста потребления энергии реального сектора экономики и населения, а также позволяет увеличить возможный экспортный потенциал отрасли:

- по первому сценарию — до 3,2 млрд кВт·ч в 2010 году, 15,8 млрд кВт·ч — к 2025 году;
- по второму сценарию — до 3,2 млрд кВт·ч к 2010 году, 11 млрд кВт·ч — к 2025 году.

### 3. Стратегические задачи межгосударственного сотрудничества

При общей оценке потребности в инвестициях для развития энергетического сектора в среднесрочный период (2007—2010 гг.) порядка 930 млн долл., в долгосрочный период (2011—2025 гг.) — порядка 5—6 млрд долл., бюджет республики, имеющей ВВП чуть выше 2,5 млрд долл. и внешние долги в объеме 2,1 млрд долл., не в состоянии выделить столь значительные средства. В связи с этим стратегические задачи инвестиционной политики республики — привлечение частных инвестиций, развитие межгосударственного сотрудничества в рамках достигнутых договоренностей, полноправное участие в формировании рынка электроэнергии и мощности в формате ОЭС ЦА и СНГ, а также с энергосистемами стран Южной Азии.

В настоящее время и в рамках долгосрочной перспективы к наиболее вероятным участникам сотрудничества по развитию гидроэнергетики и экспорта электроэнергии Кыргызстана относятся: Российская Федерация — в сооружении Камбаратинских ГЭС и КНР — в строительстве ГЭС на участке среднего течения р. Нарын и р. Сары-Джаз, а также Кара-Кечинской ТЭС. Ввод этих объектов в эксплуатацию в предполагаемые сроки, разумеется при заинтересованности инвесторов, позволит увеличить объемы экспорта электроэнергии.

Участие Казахстана и Узбекистана — энергосбалансированных государств региона — в развитии гидроэнергетики Кыргызстана, включая строительство Камбаратинских ГЭС, возможно в качестве потребителей пиковой мощности энергии в зимний период.

Рынок сбыта электроэнергии в Южной Азии перспективен в плане режима ее пикового потребления, приходящегося на лето, когда Нижне-Нарынский каскад ГЭС работает в ирригационном режиме, а попутно вырабатываемую электроэнергию, избыточную для Кыргызстана, можно передавать через ОЭС ЦА в Таджикистан и далее — в Пакистан, по-

требность которого в электроэнергии и мощности к 2010 году увеличится до 5 500 МВт. Средний тариф на электроэнергию, по которому производились закупки у независимых энергопроизводителей, был равен — 5,6 цент/кВт·ч. При себестоимости электроэнергии, по предварительной оценке, в 3 цента/кВт·ч (с учетом перспектив реализации проектов строительства ГЭС в КР), выгоды от ее экспорта (в объеме от 10 до 15 млрд кВт·ч) составят 25 — 45 млн долл. ежегодно.

В связи со слиянием Организации «Центрально-Азиатское сотрудничество» (ЦАС) с ЕврАзЭС и вхождением Узбекистана в эту структуру для рассмотрения и выработки механизмов взаимодействия в вопросах водно-энергетического регулирования в ЦА, государства-участники ЕврАзЭС разработали проект Концепции эффективного использования водно-энергетических ресурсов ЦА и проект Дорожной карты механизма взаимодействия в сфере водно-энергетического регулирования в ЦА. Основные принципы и требования к механизмам взаимодействия государств ЕврАзЭС основаны на подписанных Советом глав правительств СНГ Договоре о параллельной работе энергосистем Содружества от 25 ноября 1998 года, а также Соглашении о транзите электрической энергии и мощности этих же государств от 25 января 2000 года.

Вопрос о путях возможной интеграции в соответствии с нормами международного водного права и с учетом специфических условий ЦА необходимо решать на основе подготовленной Концепции, а также путем разработки, согласования и подписания обновленного долгосрочного Межправительственного соглашения по использованию водных ресурсов р. Сырдарьи от 17 марта 1998 года, работа над которым началась в 2006-м. Проекты этих документов неоднократно рассматривались на уровне экспертов стран-членов ЕврАзЭС и отклонялись в связи с необходимостью согласования с полномочными представителями государств этой организации.

В целях развития рынка энергетических ресурсов в разрабатываемом новом соглашении по Нарын-Сырдарьинскому бассейну государства-участники ЕврАзЭС должны закрепить положения, предусматривающие долгосрочность этого документа, а также прямое признание Узбекистаном и Казахстаном своих обязательств по оплате услуг за ежегодное и многолетнее накопление воды, которую Кыргызстан предоставляет им за счет значительных потерь для своей экономики. Кроме того, соглашение должно предусматривать более эффективный механизм разрешения споров с применением процедур международного арбитража.

Для реализации Плана совместных действий государств-членов ЕврАзЭС по формированию общего энергетического рынка, утвержденного решением Межгосударственного совета этой организации от 28 февраля 2003 года, ныне разрабатывается Стратегия развития топливно-энергетических комплексов участвующих в ней государств на период до 2020 года. Итогом подготовки проекта Стратегии будут обобщенные предложения по развитию приоритетных направлений, а также по этапам и ориентирам формирования Единого энергетического пространства ЕврАзЭС. В этом документе планируется отразить научно-технические, социальные, экономические и другие аспекты формирования общего энергетического рынка, рационального использования топливно-энергетических ресурсов и обеспечения энергетической безопасности стран Сообщества и их дальнейшего развития, регулирования водно-энергетического потенциала ЦА в целом, а также совершенствования нормативно-правовой базы межгосударственных отношений.

Принципы создания электроэнергетического рынка отражены в важнейших международных документах: Европейской энергетической хартии от 17 декабря 1991 года и Договоре к Энергетической хартии от 17 декабря 1994 года, который вступил в силу в 1997-м. В данном договоре определены основные принципы развития энергетической торговли, сотрудничества в сфере развития энергетики, энергетической эффективности и

защиты окружающей среды. Эти международные документы подписали все пять государств ЦА, ратифицировали пока три: Казахстан, Кыргызстан и Узбекистан.

Соблюдение основных принципов торговли и сотрудничества в сфере энергетики способствовало бы реализации энергетической стратегии государств ЦА в направлении развития тепловых электростанций в Казахстане, Узбекистане, крупных ГЭС — в Кыргызстане и Таджикистане, а также созданию условий для формирования оптового рынка электроэнергии в регионе и формирования энергопула или биржи электроэнергии и мощности в ЦА. Объединенная энергетическая система (ОЭС) региона в лице своего исполнительного технологического органа — ОДЦ «Энергия» должна придерживаться объективных принципов своей работы и стать независимым системным оператором оптового рынка электроэнергии и мощности в ЦА, а также обеспечить параллельную работу с ЕЭС Казахстана и России.

Межгосударственное сотрудничество в части обеспечения экономики КР импортным природным газом (до 800—850 млн куб. м в год в перспективе) возможно при содействии «Газпрома» в соответствии с Меморандумом о намерениях по созданию российско-кыргызского СП в нефтегазовой промышленности совместно с компаниями «Кыргызгаз» и «Кыргызнефтегаз».

Важнейшим механизмом налаживания сотрудничества должно стать формирование полноценных межгосударственных субъектов, способных рационально использовать топливно-энергетические и водные ресурсы региона, обеспечить надежное энерго- и водоснабжение всех потребителей и проводить долгосрочную инвестиционную политику. На Душанбинском саммите (ноябрь 2004 г.) было подписано соглашение о создании Международного водно-энергетического консорциума (МВЭК) стран Центральной Азии и России. Его создание может обеспечить приемлемое для КР решение вопросов, связанных со строительством и вводом в действие Камбаратинских ГЭС в энергетическом режиме, а также с обеспечением согласованного ирригационного режима работы Токтогульского гидроузла. РФ намерена финансировать часть строительства Камбаратинских ГЭС и заинтересована в поставке гидротехнического оборудования в КР.

МВЭК должен стать финансовым и страховым механизмом, который гарантировал бы устойчивый водно-энергетический обмен, предусматриваемый в соглашениях, а также иметь в своем распоряжении средства и инструменты для обоснования принимаемых решений. Пуски воды из водохранилищ, как и поставки ТЭР должны осуществляться валютными взаиморасчетами на основе функционирования структуры «государство — консорциум — банк». Организация валютных взаиморасчетов и финансовый контроль могут гарантировать оперативность выполнения принимаемых решений по ресурсным поставкам.

Твердая и ясная позиция стран при проведении многосторонних межгосударственных переговоров относительно использования водно-энергетических ресурсов и решения вопроса возмещения затрат по услугам, связанным с подачей воды для ирригации, будет способствовать совместному осуществлению крупных инвестиционных проектов и повысит энергетическую привлекательность для инвесторов Камбаратинских ГЭС, которые будут работать в соответствующем режиме. Для достижения изложенных выше целей Кыргызстану необходимо уделять должное внимание «энергетической» дипломатии, а также развитию межгосударственных связей в энергетической сфере на долгосрочную перспективу.