

Энергетическая безопасность Кыргызстана и развитие межгосударственных энергетических связей в ЕврАзЭС (Центральноазиатском регионе)

В.М. Касымова, А.В. Архангельская

Валентина Махмудовна Касымова – д.э.н., профессор Кыргызско-Российского славянского университета, заслуженный деятель науки КР – ученый в области стратегического прогнозирования развития ТЭК, интегрированного управления водными и топливно-энергетическими ресурсами, оптимизации топливно-энергетического баланса, устойчивого развития, энергобезопасности, энергоэффективности и охраны окружающей среды. Автор свыше 100 научных работ, в том числе 4 монографий. Международный и национальный эксперт по разработке проектов, программ и нормативно-правовых актов.
Электронная почта: kasymova_kg@rambler.ru

Анна Валерьевна Архангельская – аспирант Кыргызско-Российского славянского университета, специалист отдела выработки и передачи электроэнергии Министерства энергетики Кыргызской Республики. Область научных исследований: энергоэффективность, энергобезопасность, устойчивое развитие, управление спросом на энергоносители и разработка балансов ТЭР.
Электронная почта: a_ann@mail.ru

В условиях перехода к рыночной экономике и в связи с обострением кризисных явлений социально-политической жизни Кыргызской Республики (КР), вызванных ослаблением и нарушением межгосударственных энергетических связей, а также стремлением к энергетической независимости суверенных государств Центральной Азии (ЦА), возникла необходимость в широком, комплексном подходе к обеспечению энергетической безопасности (ЭБ) с учетом влияния энергетического фактора на экономическую и национальную безопасность страны.

С изменением целей, форм собственности и структуры отраслей новые условия функционирования экономики привели к переосмыслению самой роли энергетики. Нарушение стабильности топливо- и энергоснабжения способно критическим образом повлиять на жизнедеятельность людей.

Это вызвано большой инфраструктурной ролью энергетики в экономике, обусловленной особой важностью бесперебойного удовлетворения потребности в энергетических ресурсах, а также вкладом в формирование ВВП и в развитие процессов сохранения межгосударственных энергетических связей в ЦА и ЕврАзЭС.

Неравномерность распределения топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по странам ЦА в условиях обретения ими суверенитета и независимости привела к разделению стран ЦА на энергоизбыточные (Казахстан, Туркменистан и Узбекистан) и на энергодефицитные. Кыргызстан принадлежит ко второй категории, так как в структуре его топливно-энергетического баланса (ТЭБ) импортируемое углеводородное топливо составляет 40%, а электроэнергия ГЭС покрывает 54% потребности в энергоносителях. Кыргызская энергосистема входит в Объединенную энергосистему (ОЭС) ЦА и работает в параллельном режиме с энергосистемами Узбекистана, Казахстана и Таджикистана.

Несмотря на подписанные соглашения «О параллельной работе энергосистем в ОЭС ЦА» и «Об использовании водно-энергетических ресурсов в бассейне реки Нарын-Сырдарья», нередко раздаются заявления энергодефицитных стран о выходе из параллельной работы энергосистем в ОЭС ЦА. Естественной угрозой ЭБ являются также изменения погодноклиматических условий и водности рек, поскольку надежность всего энергоснабжения страны обеспечивается по существу из одного источника – электроэнергии ГЭС. Циклическая маловодность в бассейне реки Нарын уже приводила к сокращению производства электроэнергии Токтогульским каскадом ГЭС, а особо суровая зима 2007–2008 годов способствовала многократному росту нагрузок со стороны потребителей, что привело к аварийным отключениям из-за износа оборудования и самих электрических сетей.

Неравномерность размещения энергетических объектов по территории страны – причина дефицита мощности и электроэнергии на севере республики, где сосредоточена большая часть энергопотребителей. Единственная базовая электростанция – Бишкекская ТЭЦ – работает на четверть проектной мощности, находясь в полной зависимости от импортируемого угля из Казахстана, природного газа из Узбекистана, топочного мазута из России и Казахстана. В условиях суверенитета вопросы обеспечения ТЭЦ и населения топливом переросли уровень обычных договоренностей между поставщиками и потребителями и стали предметом не только спекуляций, но и развития коррупционных схем.

Недостаточно средств вкладывается в модернизацию и развитие. Из-за коррупционных схем реализации энергоносителей и завышения затрат, вызванного недобросовестным управлением, энергетические компании работают в убыток. В частности, обнаружены крупные приписки элект-

роэнергии, которые в отдельные годы порождали коммерческие потери до 40% от общего производства. Огромные суммы дебиторских долгов списывались государством как безнадежные, поскольку в коррупционной схеме были завязаны как простые исполнители, так и руководители энергокомпаний и государства. В результате энергокомпании вынуждены существовать в режиме финансовой неустойчивости, вследствие чего энергетические предприятия и страна в целом переживают энергетический кризис.

Вопросы энергобезопасности, строго говоря, возникли с первых дней государственного суверенитета Кыргызской Республики. Они регулярно поднимались каждый раз, когда нужно было договариваться с соседями о поставках газа, угля и нефтепродуктов на следующий год. При этом все остальное время проблем ЭБ будто не существовало. Руководство республики было уверено, что страна обладает достаточным гидропотенциалом и может обеспечить себя достаточным объемом электроэнергии. Однако либерализация цен на нефтепродукты, уголь, природный газ и зависимость от одного поставщика привели к резкому росту расхода электроэнергии, в результате чего электростанции и сети не могли справиться с ростом нагрузок. Это привело к значительному снижению эксплуатационной готовности энергосистемы, повышению аварийности и, соответственно, к вынужденным веерным отключениям потребителей. На уровне правительства КР началась дискуссия о необходимости выделения значительных средств на ремонт и реконструкцию энергосистемы, которые отсутствовали из-за дебиторской задолженности и хищений электроэнергии.

Все указанные явления выдвинули на первый план вопрос ЭБ, которая является минимально необходимым условием функционирования и стратегического развития не только топливно-энергетического сектора, но и всей социально-экономической политики государства.

Несоблюдение этого условия приводит не только к угрозе энергетической безопасности, но и, в силу высокой зависимости всей страны от энергетического фактора, к угрозе безопасности национальной. Об этом свидетельствуют политическая дестабилизация и свержение президента и правительства республики в апреле 2010 года. Нарастание социальной напряженности из-за постоянных веерных отключений электроэнергии по всем регионам страны, а также рост цен и тарифов на энергоносители в значительной мере повлияли на стабильность и устойчивость политической и экономической жизни государства.

Правительство Кыргызстана, осознавая важность надежного энергоснабжения предприятий и населения, предусмотрело в своей антикризисной программе меры по обеспечению энергетической безопасности страны. Однако эти меры рассчитаны на краткосрочный период, тогда как проблема ЭБ комплексна и многогранна. Она включает не только технические, финансовые, организационные и экологические стороны энергетики, но и ее экономические, социальные, правовые, политические и кадровые аспекты. Так как государственная политика должна нести ответственность

за выполнение общественных функций энергетики и обеспечить социальную составляющую энергетической безопасности. Социальная составляющая является самой важной и объединяет в себе множество различных аспектов, которые проецируются из экономической безопасности на энергетическую и национальную безопасность страны.

Электроэнергетика является основной отраслью реального сектора экономики Кыргызстана: на ее долю приходится 2.1% ВВП, 12% валовой продукции промышленности.

Общая установленная мощность электростанций составляет 3640 МВт. Из них на долю ГЭС приходится 79.9%. На долю тепловых электроцентралей – 19.7%, малых ГЭС – 0.4%. Таким образом, почти 90% электроэнергии в Кыргызстане производится ГЭС, 8.8% – ТЭЦ, 1.2% – малыми ГЭС.

По запасам гидроэнергетического потенциала бассейнов рек, которые оценены в объеме 142 млрд кВт.ч возможного производства электроэнергии в год, КР занимает второе место в ЦА. В настоящее время уровень освоенности всех потенциальных запасов гидроресурсов республики колеблется от 8 до 10% в зависимости от водности года, из них наибольшим уровнем освоенности обладает бассейн реки Нарын – почти 50% по выработке и мощности. Нижне-Нарынский каскад ГЭС включает в себя пять гидростанций: Токтогульскую (1200 МВт), Курпсайскую (800 МВт), Ташкумырскую (450 МВт), Шамалдысайскую (240 МВт) и Учкурганскую (180 МВт). Кроме того, в него входят и особо значимые для Центральной Азии ирригационные сооружения – Токтогульское водохранилище многолетнего регулирования (проектный объем 19.5 млрд м³) и ряд нижерасположенных водохранилищ сезонного и суточного регулирования названных ГЭС. Проектный режим работы данного каскада связан с регулированием стока бассейна реки Нарын и накоплением воды в осенне-зимний период, а также повышенным попуском воды для ирригационных нужд соседних республик, сопровождаемым ростом производства электроэнергии сверх собственных нужд. В верхнем течении реки Нарын действуют Ат-Башинская ГЭС (установленная мощность 40 МВт) и восемь малых ГЭС общей установленной мощностью 29.78 МВт в бассейне реки Чу.

Помимо гидроэлектростанций в республике действуют две теплоэлектростанции – ТЭЦ в Бишкеке (установленная мощность 678 МВт) и ТЭЦ в городе Ош (установленная мощность 50 МВт), работающие преимущественно на привозном топливе.

После реструктуризации в 2002 году вертикально-интегрированного АО «Кыргызэнерго» организационно энергетическая отрасль страны представлена компаниями по производству (ОАО «Электрические станции»), передаче (ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана») и распределению электроэнергии («Северэлектро», «Востокэлектро», «Жалалабатэлектро», «Ошэлектро»). Малые ГЭС входят в ОАО «Чакан ГЭС». Электрические станции объединены в энергетическую систему линиями электропередачи (ЛЭП) и подстанциями различных классов напряжений. Режим работы электростанций и нагрузка потребителей регулируются центральным диспетчерским управлением, которое обеспечивает энерго-

баланс по мощности и потреблению электроэнергии в суточном, сезонном и годовом отрезках времени. Энергосистема Кыргызстана входит в ОЭС ЦА и выполняет важную функцию по обеспечению резерва мощности и регулированию частоты.

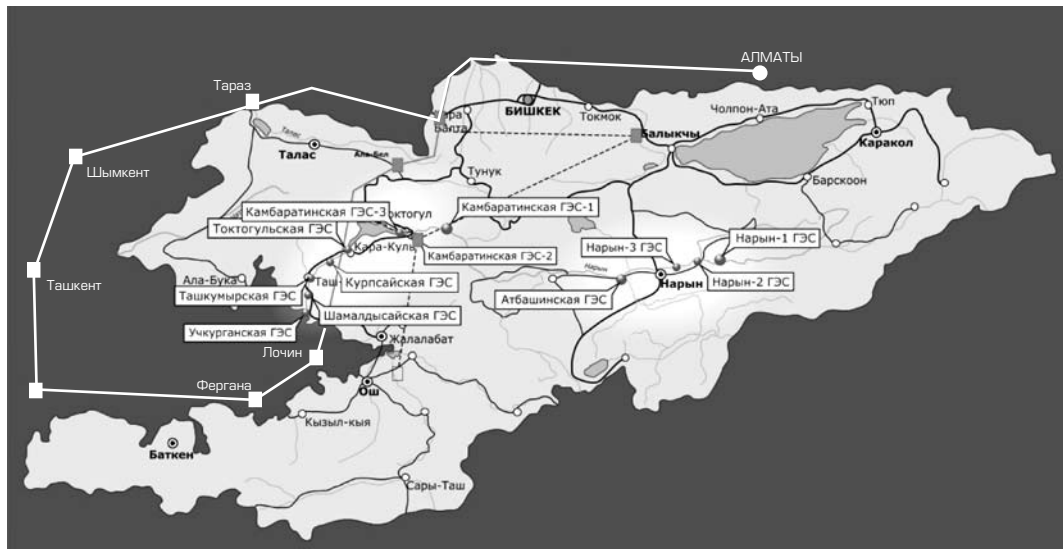
Электроэнергетика как отрасль реального сектора экономики Кыргызской Республики несет на себе общественную миссию по надежному энергоснабжению потребителей электро- и теплоэнергией. Однако в настоящее время государственная энергетическая политика не обеспечивает в полной мере ЭБ страны. Наиболее полно ситуацию с электроснабжением республики отражает баланс электроэнергии, анализ которого показывает рост производства электроэнергии за период с 1990 по 2007 год в 1.12 раза и снижение до 88% к уровню 1990 года в 2008–2010 годах. Последнее обстоятельство было связано с погодно-климатическими условиями и падением уровня воды в Токтогульском водохранилище, а также снижением выработки электроэнергии ТЭЦ за этот период в четыре раза в связи с ростом цен на топливо и износом оборудования. В период с 1990 по 2010 год электропотребление снизилось на 11%, в том числе в промышленности – на 48%, в сельском хозяйстве – на 69%. А вот расход электроэнергии на коммунально-бытовые нужды и ее потребление населением, напротив, возросли в 2.3 раза.

Существуют проблемы и в территориальном разрезе. Основные электростанции расположены на юге, а 65% потребителей – на севере страны. Два региона соединены одной ЛЭП мощностью 500 кВ от Токтогульского каскада ГЭС до подстанции в районе города Карабалты. Нарушение межгосударственных энергетических связей привело к сокращению импорта из ОЭС ЦА и экспорта электроэнергии в ОЭС ЦА. В этой связи потребители Кыргызстана испытывают дефицит электроэнергии в осенне-зимний период и избыток в период вегетации. В результате энергетики вынуждены вводить ограничения в зимний период и упускать выгоду от нереализованной электроэнергии и холостых сбросов воды из Токтогульского водохранилища в летний период.

Сильные стороны электроэнергетики – готовность обеспечения резерва мощности за счет преобладания высокоманевренных мощностей ГЭС, регулирования частоты и режима работы каскада водохранилищ для нужд ирригации стран ЦА. Однако здесь существуют внешние угрозы: нарушение межгосударственных энергетических связей и невыполнение условий достигнутых соглашений «О параллельной работе энергосистем в ОЭС ЦА» и «Об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна реки Нарын-Сырдарья».

Слабые стороны и внутренние угрозы ЭБ обусловлены неэффективностью развития электроэнергетики в связи с ростом затрат и, соответственно, себестоимости производства, передачи и распределения электро- и теплоэнергии, экономически не обоснованной тарифной политикой в КР, высоким износом основных средств, высокими потерями и низким уровнем сбора платежей за отпущенные потребителям природный газ, электро- и теплоэнергию.

Энергетическая система Кыргызстана работает в параллельном режиме с энергосистемами республик Центральной Азии. Электроэнергия, вырабатываемая на каскаде Токтогульских ГЭС, попадает в энергосистему Узбекистана, а затем через Жамбылскую область Казахстана по схеме замещения на север Кыргызстана (см. рисунок 1).



Таким образом, энергосистема КР, работая в параллельном режиме с энергосистемами Узбекистана и Казахстана, полностью зависит от соседних государств в передаче электроэнергии для собственного потребления, причиной чему является отсутствие связующих сетей 500–220–110 кВ. Если учесть, что покрытие общих потребностей собственными энергоносителями удовлетворяется за счет каскада Токтогульских ГЭС лишь на 53%, то налицо внешняя угроза энергетической безопасности Кыргызстана. Так, анализ топливно-энергетического баланса КР за период 1990–2009 годы показывает: с обретением суверенитета в структуре формирования ресурсов произошло резкое сокращение собственной добычи топлива (с 16% в 1990 году до 6% в 2009-м) и увеличение доли производства электроэнергии ГЭС (с 18% до 44%). Из-за роста цен на импортируемое топливо и перехода потребителей на электроэнергию, доля импорта сократилась с 59% в 1990 году до 41% в 2009-м, что и обусловило рост доли ГЭС в структуре производства ТЭР (см. рисунок 2).

В расходной части ТЭБ КР произошли сдвиги в структуре за счет сокращения доли и объемов экспорта с 24% в 1990 году до 14% в 2009-м и соответственно повышение доли потребления с 70% до 80%, в то время как физические объемы потребления ТЭР сократились в 1.48 раза (см. рисунок 3).

Оценка состояния ЭБ КР, проведенная нами по девяти блокам, включающим свыше 40 индикаторов, предложенных Е. Быковой, с учетом того,

Рисунок 1
Схема расположения существующих и перспективных ГЭС Кыргызской Республики

что ТЭБ Кыргызстана и Молдовы схожи по структуре, показала, что по блоку 1 (топливообеспечение) в структуре формирования ТЭР за анализируемый период доминирующим ресурсом является электроэнергия ГЭС.

Рисунок 2
Структура формирования ресурсов в ТЭБ КР (1990–2009 годы)

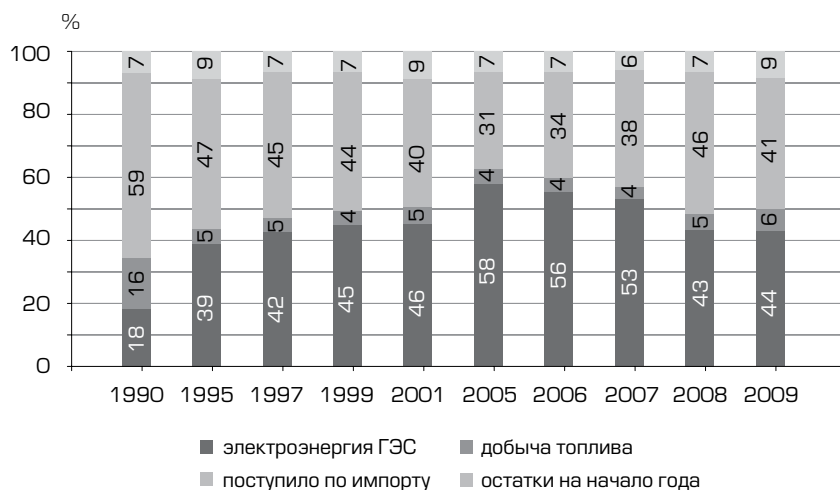
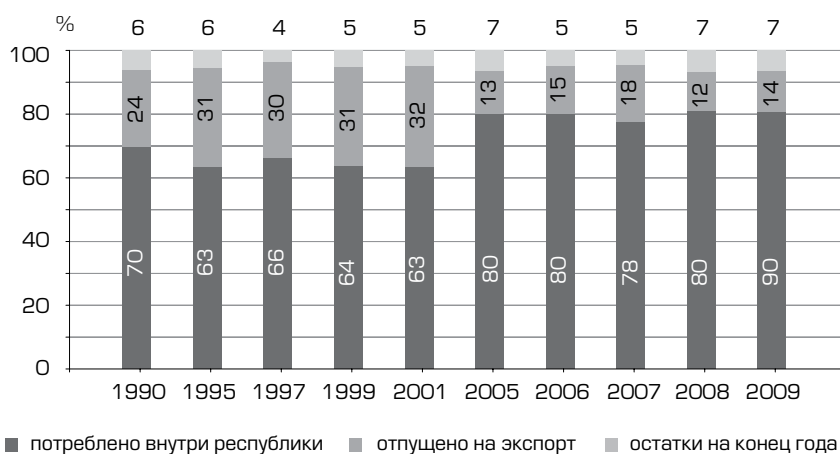


Рисунок 3
Структура распределения ресурсов в ТЭБ КР (1990–2009 годы)



	1990	1995	1999	2001	2005	2006	2007	2008	2009
Обеспеченность ТЭР (%)	61.31	76.08	83.12	87.25	81.69	74.39	72.39	59.5	54.9
Уголь	19.04	4.45	4.18	5.14	2.96	2.66	3.01	4.04	4.6
Нефть	2	2.15	1.95	1.92	1.74	2.12	1.36	2.49	1.5
Газ	0.75	0.52	0.38	0.68	0.46	0.33	0.24	0.29	0.24
э/э ГЭС	39.5	68.2	76.5	79.5	76.5	69.9	67.6	53.7	48.6

Таблица 1
Оценка обеспеченности ТЭР КР и доля доминирующего энергоресурса за 1990–2009 годы (%)

Примечание: * таблица рассчитана автором с использованием отчета ТЭБ КР Нацстаткома КР

В то же время наблюдается тенденция снижения доли ресурсов угля с 19% в 1990 году до 4.45% в 1995-м. Далее отмечается незначительный рост до 5.14% в 2001 году и снижение до 4.6% в 2009 году. Доля нефти не претерпела значительных изменений: если в 1990 году она составляла 2%, то в 2008-м – 2.49%, а в 2009 году сократилась до 1.5%. В связи со снижением добычи произошло сокращение доли природного газа с 0.75% в 1990 году до 0.29% 2008 году и 0.24% в 2009-м.

Оценка индикаторов обеспеченности ТЭР КР и доли доминирующего ресурса в 1990–2010 годах, достигнув своего максимума в 2001-м (87.25%), далее демонстрировала тенденцию к сокращению, вызванную нарастанием проблем энергетического кризиса в стране из-за изменения погодных-климатических условий и межгосударственных интеграционных энергетических связей между странами ЦА. В результате обеспеченность потребления ТЭР Кыргызстана снизилась с 61.31% в 1990 году до 59% в 2010-м. Как отмечалось, доминирующим ресурсом на данном этапе является электроэнергия ГЭС, доля которой на 2% ниже кризисного порогового значения в 50% (см. рисунок 4).

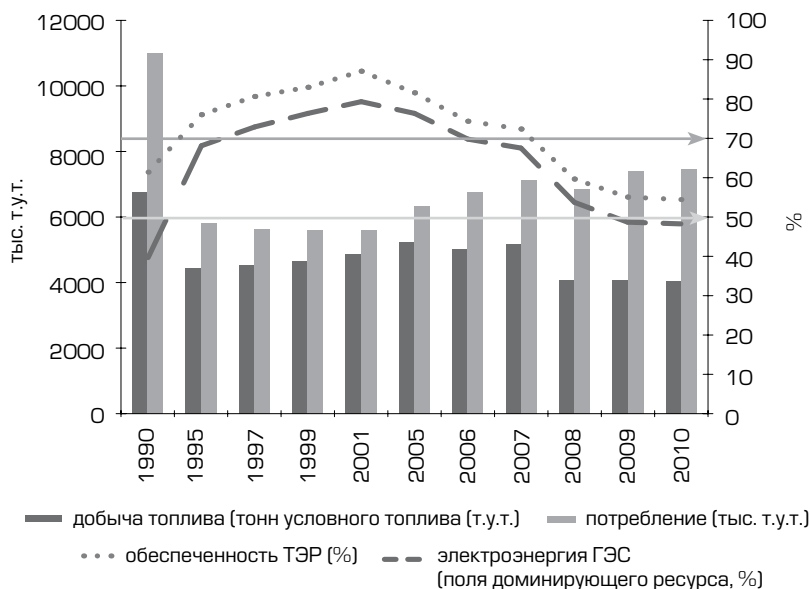


Рисунок 4
Обеспеченность энергопотребления собственными ТЭР КР за период 1990–2010 годы

Таким образом, маловодный цикл и особо суровая зима 2008–2009 годов привели к реальной угрозе ЭБ страны. Особо критическая ситуация складывается с обеспеченностью собственными энергоресурсами ТЭЦ Бишкека и города Ош, которая сократилась с 7.2% в 1990 году до 0.93% в 2008-м, что намного ниже рекомендуемого предкризисного (70%), а также кризисного (50%). Рост цен на уголь (в 4.3 раза), природный газ (в 7 раз), топочный мазут (в 12 раз) обусловили увеличение себестоимости электро- и теплоэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ (см. таблицу 2).

Данная неблагоприятная тенденция повлияла на формирование кризисной ситуации в электроэнергетике Кыргызстана из-за роста цен на

импортируемые газ, нефть, нефтепродукты и уголь. Массовый переход потребителей с топлива на дешевую электроэнергию для отопления и приготовления пищи обусловил резкий рост нагрузки на электрические сети и подстанции, уже отслужившие свой срок эксплуатации, и, соответственно, увеличение аварийности и веерных отключений потребителей.

	1997	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Уголь (тонн)	278	357	392	449	462	462	458	454	496	675	1201	3537
Нефть (тонн)	866	1104	2252	2517	1722	2103	3783	3027	3834	4450	5023	4816
Газ (тыс. м ³)	868	1430	1312	1213	1209	1117	1307	1512	1960	3600	5200	11280
Бензин (тыс. л)	5231	9610	11451	10727	8842	13958	13000	16830	16110	19740	22000	29200
Дизтопливо (тыс. л)	2380	4810	10600	7530	9150	9780	13000	15170	15970	15730	22001	24300
Мазут (тонн)	980	1772	2258	2230	1960	2340	3101	4470	5070	8160	12001	10600

Таблица 2
Средняя цена на топливо по видам в КР за 1997–2009 годы (сом)

Рост цен на импортируемое углеводородное топливо и низкие тарифы на электроэнергию способствовали структурным сдвигам в сторону увеличения доли сферы услуг для населения и сокращения доли отраслей реального сектора экономики. Аналогично складывается ситуация и с обеспеченностью собственным топливом коммунально-бытовых нужд и населения республики, которая в 1990 году составляла 59.4% и была выше критического уровня (50%). Однако начиная с 1995 года наблюдалось снижение до 13.4% в 2005 году в связи с сокращением добычи топлива в КР. Незначительное повышение было отмечено в 2008-м (до 17.5%) и в 2009 году (до 21.6%). Тем не менее данное значение оказалось ниже критического уровня почти в три раза, несмотря на предпринятые меры по повышению добычи угля в 2007–2009 годах в связи с ограничением отпуска электроэнергии на цели отопления и отключением потребителей от трехфазного питания из-за резкого сокращения воды в Токтогульском водохранилище, а также снижения выработки электроэнергии каскадом ГЭС в 2007–2009 годах.

Оценка индикаторов ЭБ по блоку 2 (производство электро- и теплоэнергии) показывает, что доля собственных источников в покрытии баланса положительная и превышает кризисный уровень (70%). Превышение также наблюдается в доле установленной мощности крупных электростанций (38% при пороге в 35%). Существуют риски и с индикатором по технологическим потерям электроэнергии, которые составляют 16% при кризисном пороге в 13% и предкризисном в 10%. При этом нормальный уровень резерва установленной мощности составляет 1.08 при предкризисном 0.85 и кризисном 0.65.

Оценка индикаторов ЭБ по блоку 3 (передача, распределение и импорт электроэнергии) показала, что уровень износа оборудования и сетей по энергокомпаниям выше кризисного уровня (25%). В ОАО «Электрические станции» – 28.5%, ОАО «НЭСК» – 36.3%, РЭКи – от 36% до 53%. Обеспеченность трансформаторной мощностью на 1 км² составляет 0.046 МВА, что намного ниже кризисного уровня в 80 МВА. Уровень резерва по межсистемным связям составляет от 0.95 до 1.21, что выше как кризисного, так и предкризисного уровня по отдельным ЛЭП. Доля импорта

электроэнергии отмечена на уровне 1.4%, что выше нормального показателя (0%).

Оценка индикаторов по экологическому блоку 4 показала: несмотря на сокращение производства и потребления энергоносителей за период с 2000 по 2008 год, по данным ежегодных отчетов Международного энергетического агентства, было отмечено повышение выбросов ПГ в CO₂ эквиваленте (в том числе повышение выбросов CO₂ на единицу ВВП в 1.84 раза и на единицу сожженного топлива на 10.1%), что подтверждает отсутствие энергосберегающей политики. В то же время на душу населения темпы повышения выбросов в CO₂ эквиваленте составили 6.7% (см. таблицу 3).

	2000	2005	2007	2008	Темп роста к 2000 году (%)
Эмиссия CO ₂ к ТЭР (тонн CO ₂ /т. н. э.)	1.88	1.95	1.96	2.07	110.11
Эмиссия CO ₂ к ВВП (тонн CO ₂ /\$)	1.05	1.85	3.1	2.99	184.8
Эмиссия CO ₂ на душу населения (тонн CO ₂ /человек)	1.05	1.06	1.09	1.12	106.7

Таблица 3
Оценка выбросов в CO₂ эквиваленте по блоку 5

Оценка индикаторов по блоку 6 (потребители электро- и теплоэнергии) показывает, что в структуре потребления электроэнергии произошли сдвиги в сторону повышения доли ЖКХ с 23.4% в 1990 году до 58.5% в 2009-м, что выше кризисного порогового значения (55%). Потребление теплоэнергии населением сократилось до 34.2%, несмотря на то, что тарифы на теплоэнергию не поднимались вплоть до 2008 года, что почти в 2.3 раза ниже кризисного порогового значения (80%).

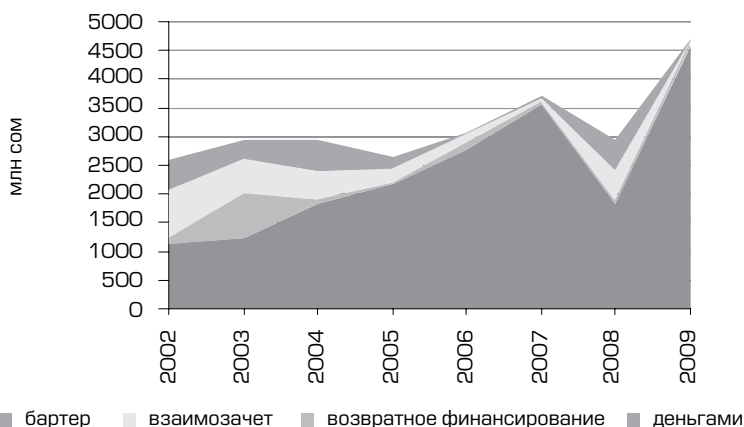
Положительная тенденция наблюдается в доле среднедушевого дохода населения, затрачиваемого на оплату энергоресурсов, составляющей 4%, что намного ниже нормативных 10%.

Оценка по блоку 7 (экономические индикаторы), включающая уровень дебиторской задолженности потребителей и кредиторской задолженности энергокомпаний, тарифы на электроэнергию, теплоэнергию и природный газ, а также энергоемкость ВВП и электроемкость ВВП, показывает снижение дебиторской задолженности до 9% в 2010 году. Она сохранялась до 2009 года на уровне 25–24% и достигала предкризисного порогового значения в 25% при кризисном значении 40%. Следует отметить положительную тенденцию полного исключения к 2009 и 2010 годам взаимозачетов, бартера и возвратного финансирования при расчетах за потребленную электроэнергию (см. рисунок 5).

Однако неплатежи и списание энергокомпаниями некоторой части долгов как безнадежных при содействии правительства Кыргызской Республики привели к финансовому и инвестиционному кризису в энергетике.

Одной из наиболее острых проблем энергосектора являются потери электроэнергии. Если до распада СССР потери энергии в энергосистеме Кыргызстана находились в пределах установленных норм (8–10% от

Рисунок 5
Динамика и структура сбора денежных средств РЭК по видам финансирования за 2002-2009 годы



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Потери* (всего, млн кВт.ч)	4762.98	4875.56	4698.25	4893.97	4651.25	4579.44	4443.97	2710.19
в % от выработки**	40.9	35.06	31.36	33.15	32.23	31.07	38.12	24.73
в том числе:								
Технические потери*** (млн кВт.ч)	2628.71	2706.88	2601.98	2793.3	2852.15	2609.22	2449.55	1860.14
в % от выработки	22.57	19.46	17.37	18.92	19.77	17.7	21.01	16.97
Коммерческие потери**** (млн кВт.ч)	2134.28	2168.68	2096.27	2100.67	1799.1	1970.22	1994.42	850.04
в % от выработки	18.33	15.59	13.99	14.23	12.47	13.37	17.11	7.76

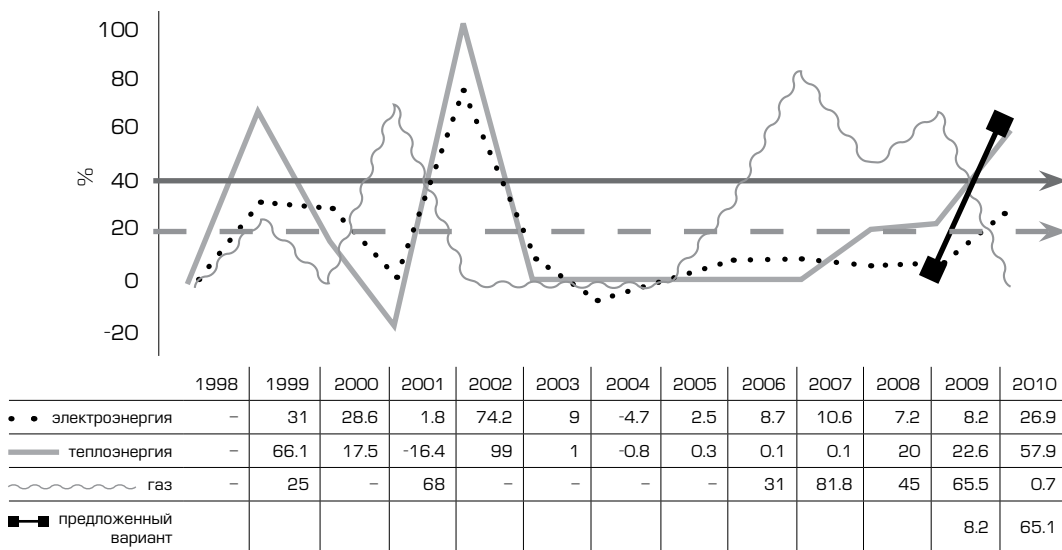
Таблица 4
Объемы и структура потерь электроэнергии в КР за 2002-2009 годы

Примечание: * по данным отчетов энергокомпаний за 2002-2009 годы;
** включая покупную энергию от Чакан ГЭС и Калининской ГЭС;
*** включая технические потери в сетях НЭСК и РЭК, а также потери электроэнергии в трансформаторах;
**** по данным отчетов РЭК КР

отпущенного количества энергии), то в последующие годы рост технических потерь сопровождался появлением так называемых коммерческих потерь, вызванных не только хищением электроэнергии со стороны потребителей, но и приписками сбытовых подразделений РЭК. Все это происходило на фоне отсутствия или слабости правовых и административных рычагов борьбы с потерями: отсутствия уголовной наказуемости расхитителей электроэнергии, несовершенства систем учета и оплаты, неэффективной системы менеджмента, а также низкого уровня контроля работников районных электрических сетей (РЭС) и системы инспектирования в целом.

Оценка темпов роста тарифов на энергоносители показывает тенденцию их увеличения относительно базового 2002 года: на электроэнергию – в 1.62 раза, теплотенергию – 1.54 раза, природный газ – 4.3 раза (см. рисунок 6).

Разработанная Государственным департаментом по регулированию ТЭК среднесрочная тарифная политика на 2008–2012 годы предусматрива-



ла ежегодное поэтапное (на 18–20%) повышение тарифов до уровня, покрывающего затраты энергокомпаний, к 2012 году, что соответствовало бы пороговому значению повышения индикатора ЭБ в 1.2 раза. Это фактически равняется предкризисному уровню с учетом темпов роста инфляции и уровня доходов населения. Однако в конце 2009 года для ускорения приватизации энергетических объектов заинтересованными лицами правительство КР сделало необоснованный ход по повышению тарифов более чем в два раза с 1 января 2010 года при кризисном пороговом значении в 1.4 раза. Отчасти это и послужило причиной социального взрыва в стране, свержения власти в апреле 2010 года и создало реальную угрозу национальной безопасности страны.

Рисунок 6
Динамика ежегодных темпов роста тарифов на энергоносители в КР

Ущерб, причиненный дебиторской задолженностью и несоответствием средневывыставленных тарифов к среднесобранному тарифу, оценивается квазифискальным дефицитом (КФД) в энергетике как упущенная выгода на уровне макроэкономики и недополученным ВВП, который имеет положительную тенденцию к снижению с 8.2% в 2003 году до 4.4% в настоящее время за счет сокращения потерь и увеличения сбора платежей. Однако по абсолютному выражению наблюдается рост КФД.

Оценка макроэкономических индикаторов ЭБ, энергоемкости ВВП и электроемкости ВВП за 1990–2009 годы показывает, что за счет высоких темпов снижения потребления ТЭР и электроэнергии (по сравнению с темпами снижения ВВП в сопоставимых ценах) произошло сокращение темпов энергоемкости ВВП до 0.54 и электроемкости ВВП до 0.95 относительно 1990 года, что было обусловлено конъюнктурой рынка энергоносителей, ограничениями и веерными отключениями потребителей, но не с плановыми мерами по энергосбережению. При этом, по данным Международного энергетического агентства, энергоемкость ВВП Кыргызстана (1.58) меньше аналогичного показателя других стран СНГ (1.8), однако выше мирового (0.3) и азиатского (0.6) индикаторов. Оценка индикаторов

по блоку 8 (инвестиции), включающему долю мощности вводимых объектов и объемы годовых инвестиций, показывает, что существенных вводов мощностей не произошло, за исключением первого агрегата Камбартинской ГЭС-2, а объем годовых инвестиций в отрасль составил около 7% по отношению к объему годовых инвестиций в экономику и 23% по отношению к плановому показателю, что значительно ниже предкризисного (75%) и кризисного уровня (50%). В структуре инвестиций доля производства электроэнергии, газа и воды снизилась с 14.4% в 2004 году до 7% в 2008 году, несмотря на то, что многие инвесторы выражают намерения сотрудничества в энергетике. В результате инвестиции осуществляются в основном за счет собственных средств энергокомпаний.

Оценка состояния основных средств производства, передачи и распределения электроэнергии показала, что одним из основных направлений, требующих постоянных вливаний денежных средств, является своевременный ремонт и обновление основных фондов предприятий энергосектора Кыргызстана.

Для оценки движения основных фондов рассчитаны коэффициенты обновления, выбытия и износа, которые показывают рост уровня обновления по предприятиям ОАО «ЭС» и РЭК, снижение по ОАО «НЭСК». Коэффициенты выбытия значительно ниже обновления и также имеют тенденцию роста по ОАО «ЭС» и распределительным компаниям, но при этом демонстрируют снижение в случае с ОАО «НЭСК». Коэффициент износа имеет тенденцию роста по ОАО «ЭС» и НЭСК, а по распределительным компаниям наблюдается положительная тенденция сокращения (по ОАО «Северэлектро» – с 58 до 35%, ОАО «Востокэлектро» – с 56 до 48%, «Ошэлектро» – с 56 до 52%). Степень износа по всем компаниям превышает кризисную черту в 25% и предкризисную в 15%. Сравнение использованных инвестиций с объемами выбывших основных фондов по энергокомпаниям указывает на их недостаточность для возмещения и обновления изношенного оборудования и сооружений.

Таким образом, для обеспечения ЭБ необходимо осуществить модернизацию во многом морально устаревшей и физически изношенной технологической базы ТЭК и обеспечить приток соответствующих инвестиций.

Оценка макроэкономических индикаторов ЭБ за 1990–2009 годы показала высокие темпы снижения потребления энергоносителей по сравнению с темпами снижения ВВП в сопоставимых ценах. Соответственно произошло сокращение темпов энергоемкости и электроемкости ВВП, что было связано с ограничениями и веерными отключениями потребителей, но не с плановыми мерами по энергосбережению.

Оценка индикаторов по социологическому блоку 9 указывает на положительные тенденции роста количества работающих в энергетике до 102% при предкризисном показателе в 90% и кризисном 80%, величины заработной платы в энергетике в соотношении со средней в экономике 1.89 при предкризисном 0.9 и кризисном 0.8, выпуска инженеров-энергетиков (114% при предкризисных 70% и кризисных 50%) по отношению к базовому 2003 году. Оценка индикаторов по социологическому блоку по-

казала высокие темпы роста средней зарплаты в электроэнергетике по сравнению со средней заработной платой в экономике, что является недопустимым в условиях кризиса и убыточности большинства энергокомпаний.

Согласно проведенному индикативному анализу фактические значения почти всех индикаторов ЭБ находятся в предкризисной и кризисной зонах. Недооценка угроз ЭБ, которые нарастали со дня обретения Кыргызстаном независимости, привела к энергетическому кризису в стране, в то время как в энергетических концепциях и программах разрабатывались меры по обеспечению ЭБ страны на средне- и долгосрочную перспективу. В этой связи крайне необходимо разработать концепцию ЭБ, утвердить ее в законодательном порядке и целенаправленно проводить соответствующую государственную энергетическую политику (ГЭП).

Вышеприведенный анализ свидетельствует о высоких рисках и угрозах ЭБ страны и регионов в связи с тем, что энергообеспеченность зависит от одного энергоносителя – электроэнергии ГЭС, на производство которой влияют погодноклиматические условия, и которые в данной ситуации могут рассматриваться как внешняя угроза.

В связи с этим актуальной остается проблема обеспечения импорта топлива и экспорта электроэнергии путем развития интеграционных межгосударственных энергетических связей в рамках ЕврАзЭС, куда входят такие энергообеспеченные страны и основные партнеры по поставкам угля, нефти и нефтепродуктов, как Россия и Казахстан. Проблема обеспечения природным газом наиболее подвержена политическим и экономическим рискам ввиду того, что Узбекистан не входит в состав ЕврАзЭС и далеко не всегда выполняет межгосударственные соглашения «О параллельной энергосистеме в ОЭС ЦА» и «Об использовании водных ресурсов бассейна реки Нарын-Сырдарья». В соответствии с этими соглашениями Кыргызстан в обмен на воду из Токтогульского водохранилища в вегетационный период и за попутно выработанную и экспортированную электроэнергию в Узбекистан и Казахстан получал природный газ, уголь и мазут для ТЭЦ Бишкека.

С 2002 года Узбекистан реализовывал на своей территории ряд проектов водохозяйственного назначения, направленных на улучшение использования водных ресурсов, а также на перерегулирование стока, включая сооружения Арнасайской впадины, снизив таким образом свою зависимость от водных ресурсов бассейна реки Нарын и практически отказавшись от импорта электроэнергии из энергосистемы Кыргызстана.

С образованием ЕврАзЭС Кыргызстан, как энергодефицитное государство, возлагало большие надежды на успешное развитие интеграции по решению водно-энергетических проблем. Так, с 2004 года в рамках ЕврАзЭС началась активизация деятельности исполнительного комитета по подготовке и обсуждению на уровне экспертов проектов концепции эффективного использования водно-энергетических ресурсов ЦА и обновленного долгосрочного многостороннего соглашения по использованию водных ресурсов бассейна реки Сырдарьи на основе норм международ-

ного водного права, учитывающего условия водности года в многолетнем режиме в зависимости от погодно-климатических условий. Вхождение Узбекистана в ЕврАзЭС в 2006 году также дало надежду на решение межгосударственных проблем по водно-энергетическому регулированию в ЦА. Однако выход этой республики из данного объединения двумя годами позже привел к обострению ситуации с энерго- и водоснабжением потребителей региона.

В результате нарушения схемы по обмену энергоресурсами Кыргызстан вынужден был перейти на заключение двусторонних договоров отдельно с Казахстаном, Таджикистаном и Узбекистаном. Условия межгосударственного обмена энергоресурсами за дополнительные объемы воды в вегетационный период стали оформляться протоколно.

Опыт прошедших лет показал, что существующая схема взаимодействия наиболее эффективна для Кыргызской Республики в условиях низкой водообеспеченности в бассейне Сырдарьи, когда в летний период водопотребители испытывают дефицит водных ресурсов, который может быть компенсирован из Токтогульского водохранилища. В годы высокой водообеспеченности потребность в дополнительных объемах воды из Токтогульского водохранилища у водопотребителей соседних стран практически отсутствовала. В такие годы многосторонние и двусторонние межправительственные протоколы не подписывались. Так, в течение трех лет (с 2004 по 2006 год) из-за высокой водообеспеченности в бассейне Сырдарьи Узбекистан практически не участвовал в сотрудничестве по использованию ВЭР.

В I полугодии 2008 года, несмотря на низкую водообеспеченность, Узбекистан отказался от подготовки и подписания многостороннего протокола на вегетационный период 2008 года, настаивая на подписании двустороннего. Протокол об использовании ВЭР ЦАР в IV квартале 2008 года и в 2009 году, подписанный 18 октября 2008 года в Алматы правительствами Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана и Узбекистана, фактически не был выполнен Узбекистаном. В соответствии с этим протоколом Кыргызстаном были приняты все меры для сохранения воды в Токтогульском водохранилище к началу вегетации 2009 года в объеме не менее уровня начала вегетации 2008 года: по состоянию на 1 апреля 2009-го его объем составил 6.42 млрд м³.

С этой целью в Кыргызстане в конце 2008-го и начале 2009 года был осуществлен комплекс мер, включающих введение ограничений потребления электроэнергии для внутренних потребителей, ограничение электроотопления, снижение потерь электроэнергии, дополнительное обеспечение населения топливом, перевод электроотопления на альтернативное топливо, увеличение поставок топливных ресурсов и загрузки ТЭЦ, а также ряд других мер.

В маловодные 2008 и 2009 годы с особо суровой зимой энергосистема Казахстана в осенне-зимний период выходила из параллельной работы с энергосистемами ОЭС ЦА из-за несанкционированного отбора электроэнергии энергосистемой Таджикистана, что резко снижало уровень

надежности энергообеспечения севера Кыргызстана. Казахстан в ноябре 2009 года осуществил предоплату в сумме \$25 млн за электроэнергию, планировавшуюся к поставке из энергосистемы Кыргызской Республики в РК в вегетационный период 2009 года в объеме 600 млн кВт.ч. Средства были использованы на дополнительную закупку угля и топочного мазута для загрузки ТЭЦ.

Согласно протоколу на 2008–2009 годы предусматривалась дополнительная поставка Узбекистаном природного газа на ТЭЦ Бишкека и города Ош в объеме 150 млн м³ в I квартале 2009 года. Объем воды в Токтогульском водохранилище к началу вегетационного периода того года мог бы быть больше, если бы узбекская сторона выполнила свои обязательства.

С целью подготовки и подписания Кыргызстаном и Узбекистаном двусторонних межправительственных документов на поставку природного газа и взаимопоставок электроэнергии в объеме 600 млн кВт.ч в вегетационный период кыргызская сторона неоднократно инициировала и предлагала провести двустороннюю встречу руководителей заинтересованных ведомств двух государств. После продолжительного согласования встреча представителей сторон состоялась 17 января 2009 года в Бишкеке и 9 апреля 2009 года в Ташкенте. Несмотря на предварительные заверения узбекской стороны о том, что все вопросы, связанные с выполнением двусторонних обязательств, будут решены, узбекская сторона проигнорировала принятые решения и не предложила какие-либо альтернативные варианты их реализации. При этом Узбекистан фактически отказался от подготовки и подписания двусторонних документов.

Несмотря на это, энергетики Кыргызстана предприняли ряд дополнительных мер по недопущению сработки Токтогульского водохранилища в прошедшем осенне-зимнем периоде.

В декабре 2008 года из-за прекращения Узбекистаном транзита электроэнергии из Туркменистана в Таджикистан, предусмотренного протоколом от 18 октября 2008 года, в ОЭС ЦА сложилась напряженная ситуация, вынудившая Казахстан принять решение о переходе энергосистемы с февраля 2009 года на изолированную работу. После выхода казахстанской энергосистемы из параллельной работы ОЭС ЦА кыргызской энергосистеме потребовалось ввести ограничения еще на 150 МВт и дополнительно загрузить ТЭЦ Бишкека. Параллельная работа ОЭС ЦА была восстановлена только в марте 2009 года.

Несмотря на вышеуказанные трудности, Кыргызстан обеспечил выполнение своих обязательств перед Казахстаном в оказании услуг по регулированию мощности в объеме до 250 МВт. Фактически в течение ноября-декабря 2008 года и января-февраля 2009-го энергосистемой Кыргызстана было поставлено 945 МВт регулирующей мощности.

Нежелание узбекской стороны решить вопросы выполнения взятых обязательств по поставке природного газа и приему электроэнергии из Кыргызстана в равных долях с Казахстаном в увязке с дополни-

тельной подачей воды из Токтогульского водохранилища ставит под угрозу выполнение протокола. Еще одна трудность: как показывает практика прошлых лет, при реализации двусторонних обязательств в условиях маловодья узбекская сторона несанкционированно отбирает и использует водные ресурсы Нарын-Сырдарьинского каскада, предназначенные для казахстанских водопотребителей. Это вызывает взаимные претензии сторон по объему подачи воды из Токтогульского водохранилища.

Многоводность 2010 года в сравнении с маловодными 2007, 2008 и 2009 годами обусловила увеличение расхода воды из Токтогульского водохранилища с соответствующим увеличением выработки каскадом Токтогульских ГЭС электроэнергии, направляемой внутренним потребителям и на экспорт в Казахстан вместе с водой на нужды ирригации (в соответствии с протоколами от 1 декабря 2009 года и от 14 июля 2010 года, подписанными между правительствами Кыргызстана и Казахстана). В соответствии с последним протоколом Казахстан может принять до 2.3 млрд кВт.ч.

Узбекистан не подписывал протокол на 2010 год из-за увеличения боковой приточности рек и заполнения водой своих водохранилищ. Это привело к наполнению Токтогульского водохранилища до проектного уровня, в результате чего Кыргызстан вынужден был сбрасывать воду вхолостую. Угрозы по выходу энергосистем Узбекистана из параллельной работы ОЭС ЦА с отключением межгосударственных линий электропередачи всех классов напряжений на границе раздела существуют по сей день. Меры, предпринимаемые энергосистемами стран ЦА, вызваны прежде всего обеспечением энергобезопасности и снижением дефицита электроэнергии путем строительства транзитных ЛЭП, реконструкции ПС. Так, в энергосистеме Казахстана построена вторая цепь линии 500 кВ для увеличения пропуска электроэнергии с севера на юг. В Таджикистане завершено строительство линии 500 кВ с юга на север. В Узбекистане закончено строительство линии 500 кВ «Ново-Ангренская ТЭС – Узбекстанская» с реконструкцией сетей 220 кВ, а также завершается строительство линии 500 кВ на Сурхандарьинскую энергосистему, что позволит покрыть дефицит в Ферганской и Сурхандарьинской областях.

Для энергосистемы Кыргызстана выход энергосистемы Узбекистана из параллельной работы является существенной угрозой энергобезопасности, так как в этом случае может произойти снижение надежности электроснабжения всего Кыргызстана. Кроме того, будет затруднена выдача мощностей Нижне-Нарынского каскада ГЭС и ограничено до 70% электропотребление в Ошской области. В полной зависимости от энергоисточников Таджикистана окажется Баткенская область. Это также приведет к ограничению электропотребления на севере Кыргызстана в связи с отсутствием перетока через сети Узбекистана и Казахстана, холостым сбросам воды на ГЭС в объеме 300–600 м³/с, недовыработке электроэнергии в объеме 15–20 млн кВт.ч и снижению объема Токтогульского водохранилища до «мертвого» уровня.

Следует сказать, что различные международные организации уже много лет пытаются помочь в решении этой проблемы, но из-за отсутствия в мире аналогов ситуации в ЦА по данной проблеме успешных продвижений пока нет. Дело в том, что, к примеру, на юге США пик вегетационных попусков воды совпадает с пиком потребления электроэнергии. В результате вся энергия гидроэлектростанций (ГЭС) там востребована полностью и по конкурентной цене. В других странах летняя энергия ГЭС продается очень дешево или обменивается на зимнюю электроэнергию в соотношении 2:1, то есть зимой возвращается только 50% летней электроэнергии. Но такие схемы не в полной мере устраивают Кыргызстан, который несет большие затраты на накопление и подачу воды соседним странам в ирригационный период.

Именно поэтому необходимо искать приемлемые пути решения этой проблемы, устраивающие как страны низовья рек (Узбекистан и Казахстан), так и страны верховья рек (Кыргызстан и Таджикистан), для снижения уязвимости их развития от внешних угроз ЭБ.

Энергодефицитные страны (Кыргызстан и Таджикистан) должны направить свои усилия на диверсификацию как ресурсной части ТЭБ за счет развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, так и расходной ее части путем достижения энергоэффективности экономики, снижения энергоемкости ВВП, выбросов и сбросов загрязняющих веществ и диверсификации энергоисточников за счет развития экологических ВИЭ.

В свою очередь, энергоизбыточным странам (Казахстану и Узбекистану) следует направить свои усилия на достижение энергоэффективности экономики на основе развития экологически чистых источников энергии и обеспечения параллельной работы энергосистем в ОЭС ЦА путем содействия оптимизации режимов работы ТЭС, ГЭС и каскада водохранилищ в Нарын-Сырдарьинском бассейне рек, что обеспечит, кроме энергетической безопасности, водную и экологическую безопасность в регионе.

В настоящее время в Кыргызстане предпринимаются конкретные меры по обеспечению ЭБ. Для выхода из кризиса и обеспечения энергетической безопасности в Национальной энергетической программе КР на 2008-2010 годы и стратегии развития ТЭК до 2025-го предложены следующие меры: диверсификация структуры ТЭБ за счет сокращения импорта углеводородного топлива и их замещение собственными возобновляемыми источниками энергии; сдерживание темпов роста энергопотребления на основе проведения активной политики энергосбережения; диверсификация энергоносителей на внутреннем рынке на основе регулирования цен и тарифов; развитие конкуренции на рынке энергоресурсов и участие в региональном энергетическом рынке ЦА. Определены необходимые объемы инвестиций и разработан оптимальный топливно-энергетический баланс КР (2009).

Довольно успешно идет ввод новых энергетических мощностей: почти построена Камбаратинская ГЭС-2, завершены переговоры с российски-

ми инвесторами (ОАО «Русгидро») по сооружению ГЭС-1 и Верхненарынского каскада ГЭС. Ведутся переговоры с китайскими инвесторами по сооружению ГЭС на реке Сары-Джаз.

Завершена реализация проекта «Алай – Баткен», финансируемого Исламским банком развития и Кувейтским фондом арабского экономического развития. Реализация данного проекта позволила начать программу по улучшению электроснабжения юга республики.

Решение вопроса электроснабжения севера КР связано с необходимостью усиления электрической связи «Юг-Север». В настоящее время успешно завершены переговоры с китайскими инвесторами по сооружению подстанции 500/220 кВ «Датка» и в перспективе намечается строительство ВЛ 500 кВ «Датка – Кемин».

Реализация мер по обеспечению ЭБ в Кыргызстане требует разработки и принятия закона КР «Об энергетической безопасности», пороговых значений системы количественных и качественных индикаторов ЭБ; утверждение в законодательном порядке Концепции энергетической безопасности КР.

Принятие мер по обеспечению региональной энергетической безопасности требует разработки соответствующих межгосударственных документов в рамках ЕврАзЭС. Единые приоритеты и индикаторы энергетической безопасности способствовали бы более успешному развитию интеграционных процессов в сфере рационального использования водных и топливно-энергетических ресурсов в регионе ЦА и смягчению последствий глобальных экологических кризисов.

Литература

Бушуев В. (2006) *Энергетический потенциал и устойчивое развитие*. Москва: Издательство ИАЦ «Энергия».

Быкова Е. (2008) *Мониторинг индикаторов энергетической безопасности*. Кишинев.

Касымова В. (2009) *Основы антикризисного управления в энергетике КР*. Бишкек: «Инсанат».

КР (2009) *Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики на 2008 – 2010 годы и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года*. Бишкек: Инсанат.

Нацстатком КР (1995, 2006, 2009, 2010) *Топливо-энергетический баланс Кыргызской Республики за 1990–2001–2005–2008–2009 годы*. Бишкек.

Энергетическая политика России на рубеже веков: в 2 томах (2001) Том 2: Приоритеты энергетической политики: от энергетической безопасности – к энергетической дипломатии. Москва: «Папирус ПРО».

IEA (2011) *International Energy Agency*. Available at: www.iea.org