

VI. НАПРАВЛЕНИЯ И ПРИОРИТЕТЫ РАЗВИТИЯ

6.1. Повышение качества экономического роста

6.1.1. Энергетика

234. Текущее состояние и предпосылки развития. Кыргызская Республика обладает 2% энергетических ресурсов Центральной Азии, большими запасами угля и 30% гидроэнергетических ресурсов, из которых освоена только десятая часть. В структуре топливно-энергетического баланса республики импорт составляет более 50%.

235. **Электроэнергетика.** На долю электроэнергетики приходится около 5% ВВП и 16% объема промышленного производства, 10% доходов государственного бюджета. Электроэнергетическая сеть обеспечивает доступ к электроэнергии практически для всего населения. Потребление электроэнергии на душу населения в 2007 г. составило 2379 кВтч и остается фактически на уровне 2005 г. (2380 кВтч), что пока является одним из низких показателей в Центральной Азии. Гидроэнергетический потенциал 252 крупных и средних рек оценивается в 18,5 млн. кВт мощности и более 160 млрд. кВтч электроэнергии. Потенциал гидроэнергетических ресурсов малых рек и водостоков составляет порядка 5-8 млрд. кВтч в год, используется 3%.

236. Низкий уровень менеджмента в работе и отсутствие прозрачности создали условия для искажения отчетности и развития теневой экономики. Не удастся достичь устойчивого снижения квазифискального дефицита бюджета (КФД), который фактически составил в 2005 г. 7,6% к ВВП, или 7,6 млрд. сомов;

в 2006 г. – 5,4%, или 6,13 млрд. сомов и в 2007 г. – 4,9%, или 6,9 млрд. сомов. Такая ситуация обусловлена низким уровнем собираемости денег (около 86%), высоким уровнем потерь, достигающих в среднем около 40%, что в денежном выражении составляет 2,4 млрд. сомов и низким уровнем тарифа, не обеспечивающим покрытие затрат, равных 1,25 сомов/кВтч.

237. Дебиторская задолженность за электроэнергию на 01.01.2008 г. составила 3310,0 млн. сомов и увеличилась с начала года на 4%. Из всей суммы задолженности 2,4 млрд. сомов (72%) приходится на население и 28% – на прочих потребителей. Износ оборудования составил более 60%, и, как следствие, снизилась надежность энергоснабжения. За первое полугодие 2007 г. зафиксировано 7812 аварий, что на 34% больше, чем за аналогичный период 2006 г.

238. В электроэнергетике наблюдаются диспропорции в структуре размещения генерирующих мощностей, которые в основном находятся в Джалал-Абадской области. Продолжается рост потребления электроэнергии населением – 58%. При этом сбор средств по населению составляет 50% от общего объема. Потребление остальной группой распределено следующим образом: сельское хозяйство – менее 1%, промышленность и бизнес – 33%, бюджетные организации – 15%. Наблюдаются факты искажения отчетности структуры потребления распределительными компаниями, использующими социальную направленность тарифной политики для получения теневых доходов, тем самым создаются ошибочные сигналы для развития рыночной экономики страны.

239. Дополнительные сложности вызваны сезонностью потребления. Так, в зимний период потребление более чем в два раза превышает летнее, при этом коэффициент загрузки энергосистемы не равномерен и сложно обеспечить экономическую эффективность его работы.

240. Динамика изменения тарифа в 2005-2007 гг. (от 57,6 до 66 тыйынов/кВтч) показывает, что его уровень не позволяет обеспечить покрытие затрат. Поэтому, с 23 апреля 2008 г. была введена в действие новая тарифная политика. При предлагаемом темпе повышения тарифов средневывыставленный тариф на электроэнергию к 2012 г. прогнозируется на уровне 1,66

сом/кВтч. Основопологающей идеей тарифной политики стало создание привлекательной инвестиционной среды в энергетической отрасли. Тарифная политика должна обеспечить покрытие всех обоснованных затрат, исключить перекрестные субсидии и дать правильные сигналы для развития экономики. Успех реализации тарифной политики напрямую зависит от эффективности социальной защиты населения.

241. В последние годы резко снизилась выгода от экспорта электроэнергии. Ежегодное поступление валюты от экспорта электроэнергии снизилось в 4 раза. В 2008 г. ожидается экспорт электроэнергии в объеме 0,543 млрд. кВтч и достигнет 1 млрд. кВтч в последующие годы до 2011 г. Действующий механизм экспорта электроэнергии по схеме «вода-электроэнергия-топливо» теряет смысл из-за необходимости денежных выплат за импортируемый природный газ.

242. **Теплоэнергетика.** Ежегодно вырабатывается более 3,1 млн. Гкал тепловой энергии, в том числе в системе ОАО «Электрические станции» до 72%, «Кыргызжилкоммунсоюз» – 20%, остальной объем – ведомственными и муниципальными котельными. Централизованное теплоснабжение имеется только в 4 городах республики: по г.Бишкек – 85% жилого фонда, г.Ош 35-40%, г.Кызыл-Кия – 60% и по г.Каракол – 26%. Затраты на импортируемое топливо оцениваются более чем в 1 млрд. сомов. Эксплуатируются около 3000 электрических котельных с тепловой мощностью 4200 Гкал/час, что в 3,5 раза больше тепловой мощности ТЭЦ г.Бишкек. Износ оборудования выше 80%, что привело к росту потерь тепла, превышающих 25%. Тарифы для населения устанавливаются на 45% ниже себестоимости. Оснащенность приборами учета тепловой энергии не превышает 10%, что крайне недостаточно.

243. «Кыргызжилкоммунсоюз» обеспечивает тепловой энергией 95% потребителей городов и райцентров республики и координирует 25 структурных подразделений, является дотационным предприятием.

244. **Газоснабжение.** Поставку природного газа в объеме 750 млн.куб.м в год, включая поставки по прямым договорам 300 млн.куб.м, производит АО «Кыргызгаз». Осуществляется транзит

природного газа потребителям Ферганской долины Республики Узбекистан. АО «Кыргызгаз» является естественным монополистом, эксплуатирует 753 км магистральных, 657 км среднего давления и 1679 км газопроводов низкого давления. Сохраняется тенденция постоянного роста импортных цен на природный газ, за последние 2 года цены выросли от 45 долл. США за 1000 куб. метров до 145 долларов США.

245. Износ оборудования – 80%, соответственно потери природного газа достигают 110 млн.куб.м или более 10%. Требуется замена 119,4 км магистральных и 90,7 км среднего и низкого давления газопроводов. Для выполнения работ по повышению надежности газопроводов и газотехнических сооружений на севере республики требуется около 2 млрд. сомов.

246. **Уголь.** На территории республики известно 70 месторождений угля, общие запасы которых составляют 1,3 млрд. тонн. В топливно-энергетическом балансе Кыргызской Республики на долю угля приходится до 9,5% (2005 г.). При этом кыргызский уголь составляет всего 17,5% от потребленного количества, а импорт угля – более 82%. Угольная отрасль состоит из 30 угольных компаний, в которых трудится 1933 человека (2007 г.). Потребление угля на душу населения в среднем сократилось с 0,24 тонн в 2005 г. до 0,22 тонн в 2007 г., что напрямую связано с ростом электропотребления.

247. За период 2005-2007 гг. наблюдалась определенная положительная динамика по объемам добычи угля на 46,8%, достигнутых показателей в 2008 г. к уровню 2005 г.

248. Износ оборудования угольной отрасли превышает 90%. Из-за высокой дебиторской задолженности отсутствуют оборотные средства, что сказывается на качестве ремонтных работ горной техники, автодорог, несвоевременности проведения вскрышных работ для подготовки фронта добычи угля. В условиях кризисного состояния ТЭК и перехода на твердое топливо из-за дефицита выработки электроэнергии угольную отрасль предстоит реанимировать для наращивания объемов угледобычи и удовлетворения внутреннего спроса.

249. **Нефть и газ.** Прогнозные геологические ресурсы

углеводородного сырья в Ферганской впадине составляют от 145 до 260 млн. тонн. В эксплуатации находятся 15 нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений. Извлекаемые запасы нефти составляют 11,3 млн. тонн, природного газа промышленных категорий – 4,8 млрд.куб.м. Износ промышленного и технического оборудования достигает более 75%.

250. В 2007 г. прирост добычи нефти на 3,7% (71 тыс. т) и на 12,3% (17,3 млн.куб.м) прирост добычи газа были достигнуты за счет вклада китайских инвесторов в ремонт простаивающих скважин. В 2008 г. прогнозируется сохранить уровень добычи 2007 г. за счет внедрения новой технологии горизонтального бурения и интенсификации скважин, а также бурения новых эксплуатационных скважин.

251. **Проблемы.** ТЭК находится в кризисном состоянии, вызванном низким уровнем менеджмента, большим износом оборудования, потерями, авариями, высокой дебиторской задолженностью, низким сбором финансовых средств, полным отсутствием прозрачности работы. Дополнительные проблемы вызваны длительной засухой и ростом мировых цен на энергоресурсы. Подготовка к зиме 2008-2009 гг. характеризуется нехваткой воды по сравнению с 2007 г. на 3,8 млрд.куб.м. В случае маловодного года в 2009 г. годовая выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях составит не более 9,9 млрд. кВтч, а суммарная – 11,1 млрд. кВтч. При таком режиме работы сложным представляется накопление запасов воды в Токтогульском водохранилище. Потребуется дополнительно 1,25 млрд. сомов для закупки топлива. При переводе объектов социальной сферы и населения с электроотопления на твердое топливо (уголь) на 600 МВт мощности зимой потребуется около 180 тыс. тонн угля на сумму 720 млн. сомов.

252. Уровень энергоемкости ВВП в Кыргызстане составляет 1,1 тонн топливного эквивалента на 1000 долларов США. В развитых странах этот показатель составляет 0,09-0,18, а в развивающихся странах – 0,22-0,74. По общим оценкам, суммарное энергопотребление в отраслях экономики может быть сокращено на 13% за счет технических и организационных мероприятий, что может обеспечить экономию на уровне 550 тыс. т условного топлива до 2011 г. За счет модернизации существующего

энергетического оборудования, внедрения энергосберегающих технологий можно получить до 25% экономии электроэнергии и около 15% тепловой энергии, что составляет 2000 млн. кВтч и 800 тыс. Гкал.

253. **Развитие гидроэлектроэнергетики** будет **приоритетом** в формировании ТЭК в республике, участвующей в покрытии растущего спроса на внутреннем и региональном рынке энергоносителей.

254. **Цель.** Основной целью СРС является развитие энергетического сектора и обеспечение энергетической безопасности Кыргызской Республики.

255. **Задачи.** В рамках Стратегии предстоит решить следующие задачи:

(i) создание институциональной структуры и нормативно-правовой базы, необходимых для завершения структурных реформ, начатых в 2001 году;

(ii) передача в концессию, в доверительное управление или приватизация распределительных электроэнергетических компаний, ОАО «Бишкектеплосеть» и имущественного комплекса ТЭЦ г.Бишкек;

(iii) развитие регионального сотрудничества для создания открытого энергетического рынка;

(iv) строительство и реконструкция энергообъектов, обеспечение надежной и бесперебойной поставки энергии, прежде всего внутренним потребителям;

(v) разработка Национальной программы развития малых ГЭС;

(vi) создание условий для широкого внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ);

(vii) создание условий по использованию механизмов чистого развития, направленных на снижение выбросов вредных веществ в атмосферу, позволяющих получать финансирование от карбоновых фондов, что снизит затраты на строительство малых ГЭС и ВИЭ;

(viii) создание условий для развития технологий по энергоэффективности, энергосбережению для снижения энергоемкости ВВП на 13% к 2011 году.

256. **Политика и меры.** Для решения **первой** задачи намечено следующее:

(i) разработка модели рынков для отраслей ТЭК, являющихся

естественными монополистами (электро- и теплоэнергетика, газоснабжение);

(ii) введение института независимого регулятора;

(iii) разработка и введение в действие полного пакета нормативных документов об энергорынке и создание исполнительных органов, обеспечивающих его функционирование;

(iv) создание рыночной системы управления, включая механизмы взаимоотношений участников рынка, обеспечение прозрачности работы и финансовых потоков, определение формы собственности;

(v) постоянное совершенствование правил работы энергорынка;

(vi) совершенствование тарифной политики для обеспечения саморегулирования энергорынка;

(vii) сокращение КФД до 1,9% ВВП в 2011 г. за счет исключения перекрестного субсидирования потребителей, снижения потерь, совершенствования тарифной политики и обеспечения сбора платежей наличными до 97%;

(viii) проведение синхронно с реформами ТЭК монетизации и адресности системы социальной защиты по оплате пособий и льгот за энергоресурсы;

(ix) в угольной и нефтегазовой отраслях предстоит завершить разгосударствление и приватизацию, создать институциональные и нормативные условия развития конкуренции с целью улучшения сервиса и снижения цен.

257. По решению **второй** задачи предстоит:

(i) одобрить и провести конкурс по приватизации госпакетов акций ОАО «Северэлектро», ОАО «Бишкектеплосеть» и имущественного комплекса ТЭЦ г.Бишкек, подготовить и провести конкурс по их приватизации;

(ii) разработать Программу реорганизации ОАО «Кыргызгаз» и приватизации газораспределительных компаний, получить одобрение по их приватизации;

(iii) провести кампанию по выявлению заинтересованности инвесторов, разработать конкурсные условия и провести его.

258. Для решения **третьей** задачи необходимо:

(i) создание условий для региональной торговли энергоресурсами с целью развития взаимовыгодного сотрудничества топливно-энергетического комплекса государств Южной и Центральной Азии;

(ii) формирование в регионе энергетического рынка, и первым шагом станет создание водно-энергетического консорциума, что

позволит оптимизировать режим работы ГЭС, ТЭЦ, нефтеперерабатывающих и угледобывающих предприятий;

- (iii) обеспечить эффективное использование генерирующих мощностей станций, как в суточном, так и годовом режиме в экономически выгодных режимах для стран всего региона;
- (iv) усиление роли Кыргызстана в создании Центрально-южноазиатского регионального рынка электроэнергии (CASAREM);
- (v) строительство линии электропередачи напряжением 500 кВ «Датка-Кемин».

259. Решение **четвертой** задачи позволит:

- (i) обеспечить привлечение прямых инвестиций на строительство линий электропередачи напряжением 500 кВ для соединения с энергосистемой Таджикистана и обеспечения выхода на рынок электроэнергии в Афганистан и Пакистан;
- (ii) ввести в действие новые генерирующие мощности на 360 МВт и увеличить их за счет реабилитации на 400 МВт;
- (iii) реабилитировать системообразующие и распределительные сети;
- (iv) снизить потери до 24% к 2012 г.;
- (v) снизить аварийные отключения на 7% в среднем за год и повысить надежность энергоснабжения в целом.

260. **Пятая** задача предполагает разработку и принятие к исполнению Национальной программы развития малых ГЭС Кыргызстана.

261. В рамках решения **шестой** задачи будут:

- (i) принят Закон Кыргызской Республики «О возобновляемых источниках энергии»;
- (ii) утверждены правила подключения малых ГЭС к электрическим сетям;
- (iii) разработаны и утверждены финансовые механизмы, направленные на поддержку развития ВИЭ.

262. Решение **седьмой** задачи предполагает внедрение ВИЭ и использование Механизма Чистого Развития в рамках Киотского протокола. Для этого будут заключены соглашения с международными карбоновыми фондами ПРООН, Всемирного Банка и др.

263. В рамках решения седьмой задачи будет разработана Программа энергосбережения, направленная на снижение энергоемкости ВВП. Для этого предстоит разработать подпрограммы энергосбережения по отраслям экономики.

264. **Программы, проекты и инвестиционная политика развития ТЭК.** Инвестиционная политика будет направлена на привлечение частного капитала, грантов и собственных средств компаний в развитие ТЭК. В число стратегических проектов войдут:

(i) разработка генеральной схемы размещения генерирующих мощностей, режимов потребления, выравнивающие график загрузки энергосистемы. Разработка «Правил эксплуатации Токтогульского водохранилища» и соблюдение их исполнения;

(ii) разработка ТЭО Камбаратинских ГЭС-1 и 2 общей мощностью 2260 МВт со среднегодовой выработкой электроэнергии более 6 млрд. кВтч. Запуск строительства и ввод в работу Камбаратинских ГЭС позволит использовать Токтогульский гидроэнергетический узел в энергетическом и в ирригационном режимах. На эти цели изыскано 5 млрд. сомов. Строительство Камбаратинской ГЭС-1 будет ускоренными темпами разворачиваться с участием прямых инвестиционных ресурсов России. Прогнозируется, что за период 2009-2011 гг. из общего объема планируемых на эти цели ресурсов в размере 1,7 млрд. долл. США будет освоено не менее 1 млрд. долл. США;

(iii) реабилитация Бишкекской ТЭЦ-1 (2,05 млрд. сомов) и Уч-Курганской ГЭС (615 млн. сомов). Источниками капитальных вложений будут собственные средства компаний, грантов и инвестиций в рамках ПГИ;

(iv) разработка технико-экономического обоснования для Кара-Кечинской ГРЭС мощностью не менее 800 МВт. Разработка и создание условий для привлечения инвестиций на строительство КГРЭС;

(v) привлечение прямых частных инвестиций на строительство и ввод в действие малых ГЭС, в первую очередь, на существующих водохранилищах, таких как Кировское, Орто-Токойское, Папанское и р.Кара-Куль. Для снижения затрат в обязательном порядке намечено использование механизма чистого развития в рамках Киотского Протокола;

(vi) общий объем инвестиций, направляемых на модернизацию и техническое перевооружение распределительных сетей, составит около 10 млрд. сомов. В первую очередь, инвестиции будут

направляются для снижения коммерческих и технических потерь, устраняющих возможности хищений и снижение аварийности;

(vii) финансовые затраты на развитие национальной системообразующей сети составят около 13,7 млрд. сомов, в том числе: ПС 500/220 кВ «Кемин» с ВЛ 500 кВ «Север-Юг» – 10,25 млрд. сомов; ПС 500/220 «Датка» и ВЛ 220 кВ – 2,25 млрд. сомов, ВЛ 500 кВ «Датка-Худжанд» 20 млрд. сомов и ВЛ 110 кВ «Айгульташ-Самат» – 410 млн. сомов. На укрепление и вынос трасс ЛЭП будет затрачено около 300 млн. сомов. Размер инвестиций, необходимый для технического перевооружения высоковольтных электрических сетей, оценивается на уровне 2,1 млрд. сомов;

(viii) разработка генеральных планов теплоснабжения городов Бишкек и Ош с учетом децентрализации систем теплоснабжения, установки тепловых счетчиков у потребителей и в муниципальных котельных, использование в системах отопления и горячего водоснабжения солнечной энергии;

(ix) для развития тепловых сетей необходима их реконструкция общей протяженностью 20 км, строительство новых сетей мощностью 50 МВт, реконструкция насосных станций, реабилитация муниципальных и локальных отопительных котельных с использованием ВИЭ и установка приборов учета тепловой энергии и горячей воды у потребителей;

(x) привлечение прямых инвестиций в угледобывающую отрасль для увеличения добычи угля до 1,1 млн. тонн к 2011 г.;

(xi) для развития газовой отрасли предстоит привлечь прямые инвестиции в объеме около 21 млрд. сомов, из них 4,3 млрд. сомов – на строительство второй нитки газопровода. Предстоит обеспечить поступление финансовых средств на реабилитацию магистральных газопроводов от СП «Кыргызгаз» в соответствии с условиями договора по аренде газопровода;

(xii) развитие нефтегазодобывающей отрасли планируется осуществить за счет – привлечения инвестиций, приватизации госпакета акций ОАО «Кыргызнефтегаз» и исполнения соглашения «Об общих принципах проведения геологического изучения недр Кыргызской Республики», заключенного между Правительством Кыргызской Республики и ОАО «Газпром». Инвестиции в АО «Баткеннефтегаз» и ОАО «Кыргызнефтегаз» (инвесторы: «Международная нефтеразведочная компания Чжуннен, КНР и ОАО «Газпром», РФ) будут направлены на ремонт скважин, выявление и освоение перспективных на газ участков, а также на изучение

перспективности площадей «Кугарт» и «Восточный Майли-Суу IV» на нефть и газ. До 2011 г. прогнозируется стабилизация добычи газа на уровне 2008 г., рост добычи нефти возрастет на 6,2% к уровню 2005 г. и составит 82 тыс. тонн в год;

(xiii) разработка программы снижения потребления углеводородного сырья и его замещения на ВИЭ, а также разработка правила доступа к сетям и продажи энергии от ВИЭ;

(xiv) для привлечения инвестиций в развитие возобновляемых источников энергии необходимо увеличение годового производства предприятиями республики солнечных коллекторов – до 100-150 тыс. кв.м, ветроагрегатов – до 250 МВт, микроГЭС – до 2-2,5 МВт, фотоэлектрических преобразователей до 2-3 МВт в год на общую сумму порядка 520-950 млн. сомов. Восстановление законсервированных и строительство новых малых ГЭС суммарной мощностью 178 МВт и выработкой 1 млрд. кВтч в год. Для реализации этих проектов необходимы инвестиции в объеме 8,36-11,02 млрд. сомов;

(xv) разработка программы реформирования «Кыргызжилкоммунсоюза» с целью создания структуры, соответствующей рыночной экономике, обеспечивающей самокупаемость;

(xvi) разработка в 2008 г. программы по энергетической эффективности и энергосбережению, направленной на достижение сокращения энергоемкости ВВП на 13% к 2011 г. Разработка подпрограмм по энергосбережению в ТЭК, энергоемких отраслях промышленности, агропромышленном комплексе, транспортной, бюджетной сферах, в жилищно-коммунальном хозяйстве и на объектах социальной инфраструктуры. Обеспечение широкого привлечения донорского сообщества, НПО и местных органов власти к реализации программы энергосбережения. Использование механизма выпуска целевых облигационных займов, товарно-энергетического и банковского кредитования, создание республиканского паевого инвестиционного фонда, финансового лизинга, револьверного фонда, средств населения на основе выпуска жилищных облигаций.

265. **Ресурсы.** Предприятиями ТЭК определены потребности в инвестициях в объеме 88 млрд. сомов. На этот объем имеются проекты. Приоритетными в электроэнергетике определены проекты на сумму 25,8 млрд. сомов. Имеются источники финансирования на сумму 58 млрд. сомов. Разрыв составляет 30 млрд. сомов. Для

реализации всех представленных проектов необходимо развивать привлечение частного капитала. Поэтому политика мер должна быть сфокусирована на улучшении инвестиционного климата в энергетическом секторе, включая улучшение регулятивной и конкурентной среды для притока инвестиций.

266. **Ожидаемые результаты.**

(i) В ТЭК будут разработаны и внедрены механизмы рыночной экономики. Госпакеты акций распределительных энергокомпаний, ОАО «Бишкектеплосеть» и имущественного комплекса ТЭЦ г.Бишкек будут приватизированы или переданы в концессию, в доверительное управление стратегическим инвесторам.

(ii) Появятся частные инвесторы в топливно-энергетической отрасли и, как следствие, улучшится менеджмент и повысится надежность и качество энергоснабжения.

(iii) Уменьшатся кредиторские и дебиторские задолженности, задолженности по налоговым платежам, снизится уровень коррупции, связанный с человеческим фактором. Будут действовать рыночные мотивации работы сотрудников энергосектора.

(iv) Производитель электрической энергии будет иметь возможность ее продажи крупным промышленным потребителям, что позволит улучшить и стабилизировать их финансовое состояние. Промышленный потребитель получит возможность покупки электрической энергии по экономически оправданному тарифу, минуя посредников.

(v) Будет снижена энергоемкость ВВП, начнут работать отраслевые и региональные программы энергосбережения, способствующие развитию страны.

(vi) В угольной и нефтегазовой отраслях ТЭК будет действовать конкурентная среда и механизм мониторинга розничных цен со стороны государственных органов.

267. Будет введено в обязательном порядке стратегическое экологическое планирование при разработке и внедрении объектов ТЭК. Для районов со слабой экологической устойчивостью и/или попадающих под охрану глобальных экологических конвенций и международных соглашений (биосфера, заповедники и заказники, деградация сельскохозяйственных земель и пастбищ от вырубki леса) будет предусматриваться использование экологически чистых источников энергии.