

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЦАР: ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ

*Т.КОЙЧУЕВ, академик
К.ГУСЕВ, профессор*

В Центральноазиатском регионе (ЦАР) еще не сформирован энергетический рынок, обеспечивающий взаимовыгодное, эффективное сотрудничество государств по вовлечению богатейших энергетических ресурсов в производство, рациональное использование мощностей, создание оптимальной структуры электроэнергетического сектора в целях покрытия спроса потребителей в дешевой электроэнергии.

Понятно, что не может быть для всех государств ЦАР стандартной модели перехода электроэнергетического комплекса к рыночным отношениям. Каждое государство обладает разнообразными сырьевыми, трудовыми ресурсами, экономико-географическими особенностями, различным уровнем развития производительных сил и социальной сферы, объемов потребления электроэнергии и мн.др. Поэтому модели перехода электроэнергетического сектора центральноазиатских государств к рыночным отношениям, последовательность и сроки преобразований существенно различаются. Однако, несмотря на особенности развития, в этом регионе целесообразно придать приоритетное значение формированию межгосударственного энергетического рынка с соответствующими инфраструктурой, механизмом функционирования, системой тарифообразования и др., обеспечивающими взаимовыгодное сотрудничество.

Энергетический рынок должен стимулировать наращивание соответствующих генерирующих мощностей, ЛЭП, совершенствование структуры энергетики, повышение эффективности функционирования энергопредприятий, снижение удельных затрат на производство электроэнергии, оптимизацию взаимовыгодных поставок, кооперацию и экономически обоснованное, рационально сбалансированное развитие в регионе энергетики. От развития электроэнергетики в значительной мере зависит оздоровление экономики в целом и ее

отраслей, повышение конкурентоспособности предприятий реального сектора, улучшение социальной сферы и общей социально-экономической и общественно-политической ситуации в странах ЦА повышение жизненного уровня населения.

Как подтверждает опыт многих высокоразвитых государств, без интеграционных процессов в развитии и функционировании ТЭК, обеспечения взаимовыгодного сотрудничества в создании энергетической инфраструктуры, освоения крупных водно-энергетических и топливных ресурсов, формирования межсистемных линий электропередачи, создания регулирующих структур поставки электроэнергии в режимах меняющихся нагрузок и т.д. надежное электрообеспечение стран невозможно.

ЦАР обладает огромным топливно-энергетическим ресурсным потенциалом, разнообразными крупными месторождениями полезных ископаемых, значительными трудовыми ресурсами, емким внутренним товарным рынком, находится вблизи крупнейших государств (России и Китая), что обуславливает значительные перспективы развития экономики и рост спроса на энергоносители.

По данным Программы ООН для экономики Центральной Азии «Спека», экологически чистый, возобновляемый экономический гидропотенциал ЦАР оценивается 460 млрд.кВт.ч в год, который используется менее чем на 10 %. Разведанные запасы нефти составляют около 3 млрд.т, угля (без Туркменистана) – свыше 40 млрд.т, газа – более 6590 млрд.м³. Здесь сконцентрировано свыше 5 % экономически эффективного гидроэнергетического потенциала мира и более 20 % запасов угля.

Низкий уровень использования гидроэнергетического потенциала в регионе и большой объем выработки электроэнергии на ТЭЦ влияют на ухудшение экологической обстановки, определяют высокую себестоимость производимой энергии, что приводит к установлению высоких

тарифов и снижению конкурентоспособности в других секторах экономики. Для сравнения: себестоимость выработанного на ГЭС одного киловатт-часа электроэнергии в 5-8 раз ниже, чем на тепловых станциях.

Объемы энергетических ресурсов, их структура и виды энергоносителей размещены между республиками Центральной Азии далеко неравномерно. Если гидроэнергетический потенциал сконцентрирован, в основном, в Таджикистане (около 70 %) и Кыргызстане (21 %), то в Казахстане запасы угля составляют 85 и нефти – 94 %, а газа: в Туркменистане – более 40, Узбекистане – 30, Казахстане – 28 %.

Сложившаяся ситуация в размещении энергетического ресурсного потенциала в государствах Центральной Азии определяет необходимость взаимовыгодной специализации в освоении ресурсов, производстве и поставке на рынок электроэнергии.

В общем объеме потребления первичных энергоресурсов в регионе на долю угля приходится примерно 22 %, нефти – 21, природного газа – 53, гидроэнергетики – всего 3, а нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), включая импорт, – менее 1 %.

Электроемкость ВВП в ЦАР составляет 1,02 кВт.ч на один доллар. Однако в разрезе государств региона, в соответствии со структурой народнохозяйственного комплекса и использования энергосберегающих технологий и оборудования, уровни электроемкости имеют довольно большие различия. Так, электроемкость ВВП в Таджикистане выше среднерегионального показателя в 2,8 раза, Кыргызстане – в 2,1, Туркменистане – в 1,2 раза, а в Узбекистане и Казахстане ниже (соответственно 0,82 и 0,92 %).

Расход электроэнергии на душу населения в ЦАГ в среднем за год примерно 2,5 тыс.кВт.ч, в Казахстане этот показатель выше в 1,5 раза, в Туркмении – в 1,1, Таджикистане – в 1,02 раза, в Узбекистане и Кыргызстане он ниже – соответственно 77 и 64 %.

Среднегодовое электропотребление в ЦАР составляет около 140 млрд.кВт.ч. Наиболее крупным потребителем является Казахстан, который потребляет 39 % всей электроэнергии региона, Узбекистан – соответственно 35, Таджикистан – 11, Туркмения – 9, Кыргызстан – 6 %.

В перспективе в структуре потребления первичных энергоресурсов, возможно, существенно увеличится доля производства экологически чистых, возобновляемых источников (вода, ветер, солнце и др.). Однако, несмотря на огромные возможности региона в наращивании производства НВИЭ, их освоению в ЦАР не уделяется должного внимания. Основная причина заключается в том, что при

существующем техническом уровне производства фотоэлектрических преобразователей и другой аппаратуры этот вид энергии по сравнительной стоимости не является конкурентоспособным. По мере отработки новых технологий, совершенствования оборудования, расширения сферы применения НВИЭ будут иметь все большее значение в ресурсной части топливно-энергетического баланса региона.

Эффективность функционирования ГЭС, коэффициент использования генерирующих мощностей, режим работы станций и объем поставки электроэнергии потребителям в различные периоды года в значительной мере зависят от приточности воды в головные водохранилища, ее накопления, а также режимов пусков воды для ирригации и производства электроэнергии.

Головные гидроузлы, включая ГЭС, выполняют функции водного и электроэнергетического регулятора и требуют: согласованного режима работы между государствами ЦАР, взаимовыгодной эксплуатации этих сооружений, включая водораспределение, производство, поставку электроэнергии; установления эквивалентной компенсации за потерю выработки электроэнергии в зимний период; выплат за обслуживание головных водохранилищ; установления тарифов на экспортируемую электроэнергию Таджикистаном и Кыргызстаном в Узбекистан, Казахстан, Туркмению.

До распада Союза развитие, формирование и функционирование электроэнергетического комплекса в ЦАР, охватывавшего среднеазиатские республики и юг Казахстана, основывались на наличии соответствующего ресурсного потенциала, росте спроса, эффективности производства и покрытии потребности экономики и социальной сферы в электроэнергии. Для оптимального регулирования загрузки и использования генерирующих мощностей, своевременной подачи потребителям качественной электроэнергии, осуществления ее перетоков в любых режимах между республиками региона была создана единая энергетическая система с центром управления ОДЦ «Средняя Азия». Однако в последующие годы в результате образования суверенных государств, установления различных видов налогов, регулирующих потоки энергии между государствами, и пошлин и т.д. эффективность функционирования этой системы была значительно снижена, что негативно сказалось на надежности обеспечения потребителей электроэнергией, использовании созданных генерирующих мощностей и системообразующих межгосударственных ЛЭП.

Наиболее крупный электропотенциал в ЦАР сконцентрирован в Казахстане, на долю которого приходится – почти 48 % мощностей всех станций,

соответственно, в Узбекистане – 30, Таджикистане – 11,6, Кыргызстане – почти 10 % (по Туркмении нет данных).

Надежное функционирование электросистемы в ЦАР все больше становится проблематичным. Большое количество электроэнергетического оборудования морально устарело и физически изношено. ЛЭП, трансформаторные подстанции требуют замены и реконструкции. Такое слабое техническое состояние вызывает огромные потери электроэнергии при ее производстве, передаче, распределении и потреблении (от 15 до 40 %).

Производство электроэнергии в ЦАР под воздействием внешних и внутренних негативных факторов за период рыночных реформ сократилось примерно на 30 %.

Наличие в регионе единой энергосистемы и стремление обеспечить эффективность ее функционирования на основе взаимовыгодного сотрудничества предопределило соглашение правительств Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана о параллельной работе энергосистем центральноазиатских государств. Проводится целенаправленная работа по формированию энергетического рынка с соответствующей инфраструктурой и механизмами рыночного и государственного регулирования. Рассматривается возможность создания межрегионального энергопула Центральной Азии.

Наряду с решением общих проблем, в каждой республике предстоит осуществить эффективные меры по оздоровлению, реконструкции и развитию электростанций, линий электропередач, трансформаторных подстанций.

Казахстан в Центральной Азии является наиболее крупным производителем и потребителем электроэнергии. Установленная электрическая мощность составляет более 18 млн.кВт, которая способна полностью обеспечить общую потребность республики в электроэнергии. Однако из-за относительной неравномерности размещения генерирующих мощностей по территории, развития ЛЭП Западный и Южный регионы вынуждены импортировать электроэнергию. В структуре мощностей преобладают станции, работающие в базовом режиме. При этом в результате меняющихся в различные периоды года нагрузок, республика испытывает дефицит пиковых мощностей в размере 1,6 млн.кВт. Уровень использования генерирующих мощностей оценивается менее 60 %.

Ограниченность инвестиционных ресурсов в модернизацию и техническое перевооружение станций привела к тому, что в энергосистеме продолжает использоваться физически и морально устаревшее энергетическое оборудование. Большинство электрических станций

эксплуатируются более 20 лет, а 50 % установленных мощностей станций выработали расчетный срок службы.

Для передачи и обеспечения потребителей электроэнергией в Казахстане функционирует более 450 тыс.км воздушных ЛЭП напряжением 0,4-1150 кВ и свыше 3 тыс. понижающих подстанций напряжением 35-1150 кВ. При этом около 9 % ЛЭП 500-220 кВ эксплуатируются 15-25 лет и требуют реконструкции. В тяжелом положении находятся ЛЭП напряжением 0,4-110 кВ, а также подстанции, которые имеют высокий процент амортизационного износа.

Сложившееся положение в энергосистеме Казахстана приводит к большим потерям электроэнергии при передаче и распределении (более 15 %). Это значительно ухудшает финансовое состояние электроэнергетических предприятий, ограничивает возможности накопления финансовых средств для технического перевооружения, обновления устаревшего оборудования и ЛЭП.

По мере выхода из кризиса экономики Казахстана, оздоровления и наращивания производства в реальном секторе, развития социальной сферы и повышения доходов населения потребность в электроэнергии будет значительно возрастать. Производство электроэнергии намечено довести в 2020 г. до 65-70 млрд.кВт.ч.

Правительство Казахстана одно из первых в СНГ с 1996 г. проводит рыночные реформы в этом важнейшем секторе экономики. Осуществлено отделение электропроизводящих станций от национальной энергетической системы и их акционирование. На базе ЛЭП (220-500-1150 кВ) и линий выдачи мощностей станций общегосударственного снабжения создана национальная электрическая сеть, функционирующая в составе ОАО «КЕГОС». Это позволило сформировать и наметить пути развития оптового рынка электрической энергии. В региональном разрезе образованы электросетевые компании по транспортировке, распределению и обеспечению потребителей электроэнергией на розничном рынке.

Важнейшими направлениями рыночных преобразований в электроэнергетике Казахстана стали смена форм собственности, развитие предпринимательства, конкурентной среды, свободы выбора, гибкое установление тарифов в соответствии со спросом и предложением на рынке электроэнергии, а также с учетом оправданной целесообразности поставок электроэнергии в Западные и Южные регионы. Тарифы естественных монополий регулируются соответствующим агентством, которое защищает развитие конкуренции и поддерживает малое предпринимательство. Реформы осуществлялись в целях решения проблем

импортзамещения электроэнергии, снижения импорта электроэнергии из государств Центральной Азии. Исключением является Кыргызстан, который поставляет электроэнергию в вегетационный период попуска воды из Токтогульского водохранилища и работы ГЭС в рамках межправительственных соглашений.

Решая проблемы оздоровления электроэнергетического комплекса республики в рамках Программы ООН «Спека», Казахстан осуществляет большую работу по углублению интеграционных процессов с государствами ЦАР, Россией, а также развитию экспортного потенциала в другие государства.

Узбекистан последовательно, не спеша переводит экономику на рыночные отношения. В результате республика избежала резкого падения показателей развития производства и социальной сферы. ВВП в 2000 г. составил 104,4 %, прирост промышленной продукции увеличился на 6,4 %, сельского хозяйства – на 3,2 %, а товаров народного потребления – на 7,7 %. В негосударственном секторе производится около 70 % ВВП. Республика, в основном, удовлетворяет свои потребности в топливно-энергетических ресурсах за счет собственного производства.

Электроэнергетика в республике представлена Государственной акционерной компанией «Узбекэнерго», где производится 98 % всей электроэнергии республики.

Установленная мощность электростанций всех типов составляет 11,6 млн. кВт, в том числе тепловых станций 9,8 млн.кВт (85 %) и гидростанций – 1,8 млн.кВт (15 %). В общей суммарной мощности ТЭС на долю электростанций, работающих на природном газе, приходится 84 %, на мазуте – 11 и твердом топливе – около 5 %.

Производство электроэнергии в Узбекистане за последние десять лет сократилось почти на 17 % и достигло в 2000 г. около 47 млрд.кВт.ч против 56,3 млрд. в 1990 г. Потребление электроэнергии в народнохозяйственном комплексе составляло 48,1 млрд.кВт.ч. Основными потребителями электроэнергии в республике являются промышленность – 36,5 %, сельское хозяйство – 23, коммунально-бытовые нужды и население – 20 %.

Несмотря на наличие крупного электроэнергетического потенциала, Узбекистан является нетто-импортером электроэнергии, которая покупается в Кыргызстане, Таджикистане и Туркменистане.

Однако, как и в других государствах ЦАР, из-за ограниченных инвестиционных возможностей в обновление оборудования в энергосекторе произошло значительное его старение. В результате на ТЭС растет удельный расход топлива, снижаются технико-

экономические показатели станций, требуют реконструкции многие ЛЭП и подстанции.

В рамках решения этих проблем в Узбекистане предусматриваются конкретные меры по наращиванию электроэнергетического потенциала, который, по расчетам специалистов, позволит улучшить обеспечение потребителей внутреннего рынка электроэнергией, повысить экспортные возможности и положительно решать покрытие пиковых нагрузок. Намечена модернизация Мубарекской ТЭЦ, Навоийской ГРЭС, Ташкентской ГРЭС, Ферганской ТЭЦ и др., а также строительство Пскемского гидроузла с ГЭС, мощностью более 400 мВт и выработкой 900 млн.кВт.ч электроэнергии в год.

В решении комплексных задач по повышению эффективности использования ресурсного потенциала для развития электроэнергетики предусматриваются меры по строительству малых ГЭС, использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии (малых водотоков, ветра, солнца и т.д.).

Общий объем производства электроэнергии прогнозируется в 2020 г. в размере 65 млрд.кВт.ч.

Узбекистан также принимает активное участие в разработке программы «Спека».

Таджикистан располагает в ЦАР крупнейшим технически доступным потенциалом гидроэнергетических ресурсов (порядка 250 млрд.кВт.ч), уровень использования которых составляет порядка 10 %. Эти экологически чистые, относительно дешевые возобновляемые ресурсы выполняют приоритетную роль не только в формировании структуры топливно-энергетического комплекса республики, но и в повышении доли этого вида электропотребления в производственных, технологических процессах народнохозяйственного комплекса, коммунальном и бытовом секторах.

Такая направленность обуславливается тем, что республика имеет ограниченный ресурсный потенциал нефти и газа, который не обеспечивает покрытия даже потребности коммунальных и бытовых нужд, а угольные месторождения являются относительно мелкими и расположены преимущественно в труднодоступных районах.

Установленная мощность электростанций республики составляет примерно 4,5 млн.кВт, а производство электроэнергии – 14-16 млрд.кВт.ч в год. На долю ГЭС в общем объеме выработки приходится 97-98 %. Основными потребителями электроэнергии являются промышленность (41 %) и население (36 %).

Важнейшей проблемой развития электроэнергетики в Таджикистане, как и во всем ЦАР, продолжает оставаться нехватка инвестиций в завершение строительства ГЭС, техническое перевооружение объектов электроэнергетического

комплекса, строительство новых ГЭС, подстанций, ЛЭП. Внутренние источники накопления финансов исключительно ограничены, так как тарифы на электроэнергию, устанавливаемые государством, относительно низкие. В среднем за 1 кВт.ч тариф составляет 0,4 цента, в том числе для промышленности – 0,68 центов, сельского хозяйства – 0,35 центов, населения – 0,19 центов.

Возможности дальнейшего повышения тарифов ограничены низкими доходами предприятий реального сектора, услуг. Зарботная плата работающих составляет около 12 долл.США в месяц. По среднедушевым доходам, платежеспособному спросу и уровню жизни населения Таджикистан, как и Кыргызстан, по оценке МВФ, находится в группе беднейших государств мира.

В результате преобладающего производства электроэнергии гидростанциями и сложившейся структуры потребления ее в народнохозяйственном комплексе, значительных холостых попусков воды в летний период из Нурекского водохранилища образуются нереализуемые излишки электроэнергии в объеме 1-1,5 млрд.кВт.ч. Это при том, что отдельные районы республики, особенно в зимний период, испытывают дефицит электроэнергии.

Экономически обоснованные разработки, выполненные в Таджикистане, подтверждают целесообразность наращивания генерирующих мощностей за счет завершения строительства гидроузлов и ввода в эксплуатацию Рогунской, Сангтудинской, Нижнекафирниганской, Шурабской ГЭС, а также системообразующих и распределительных ЛЭП.

В долгосрочной перспективе, по данным специалистов Таджикистана, при решении проблемы инвестирования в развитие электроэнергетического комплекса прогнозируется довести выработку электроэнергии до 24 млрд.кВт.ч в год, что позволит обеспечить внутренние потребности, а также услуги по регулированию частоты в энергосистемах Казахстана, Узбекистана, Туркменистана, решить проблемы покрытия пиковых нагрузок и расширить экспорт электроэнергии в государства ЦАР, а также Пакистан, Афганистан и др.

В Туркменистане имеются огромный ресурсный потенциал газа (2860 млрд.м³) и значительные запасы нефти (75 млн.т). Это определило направление развития в республике электроэнергетики, которая представлена преимущественно станциями, работающими на газе. Выработка электроэнергии за прошедший десятилетний период упала в Туркмении на 29 %, а потребление возросло на 11 %. Туркменистан располагает для внутреннего потребления излишними генерирующими мощностями, что позволяет экспортировать в

соседние страны примерно 1 млрд.кВт.ч электроэнергии.

Перспективное развитие электроэнергетики в этом государстве ориентировано не только на полное удовлетворение потребности народного хозяйства и населения республики, но и наращивание экспорта электроэнергии в ЦАР и другие государства. Объем производства электроэнергии за предстоящее двадцатилетие за счет технического перевооружения и строительства станций предусматривается увеличить почти в 2 раза и довести выработку до 15-19 млрд.кВт.ч в год.

Туркменистан осуществляет в ЦАР самостоятельную стратегию развития в республике электроэнергетики и практически не принимает участия в подготовке предложений по взаимовыгодному сотрудничеству в сфере рационального и эффективного развития энергетики и использования энергетических ресурсов в Центральной Азии.

Кыргызская Республика после Таджикистана занимает в ЦАР второе место по ресурсному гидроэнергетическому потенциалу, который оценивается почти 19,0 млн. кВт по мощности и 163,0 млрд. кВт.ч выработки электроэнергии в год. Наиболее крупные запасы сконцентрированы в бассейнах рек Нарын, Сары-Джаз, Чу, Чаткал. В республике имеются значительные балансовые запасы угля (2,3 млрд.т), которые могут использоваться для выработки электроэнергии на ТЭЦ, а также огромные возможности для развития нетрадиционных возобновляемых источников энергии (солнца, ветра, малых водотоков и т.д.).

Уровень использования водно-электроэнергетического ресурсного потенциала составляет всего около 8 %, а других видов энергоносителей значительно меньше - 1 %.

Энергосистема в республике представлена 17 электростанциями, мощностью 3,6 млн. кВт, из них 15 ГЭС, включая малые электростанции (2,95 млн. кВт) и две ТЭЦ (мощностью 0,64 млн. кВт).

Транспорт (передача) и распределение электроэнергии обеспечивают 65,6 тыс.км ЛЭП напряжением 500-0,4 кВ, более 510 трансформаторных подстанций.

Свыше 90 % всей вырабатываемой электроэнергии приходится на ГЭС, из которых наиболее крупными являются Токтогульская, Курпсайская, Ташкумырская, Шамалдысайская и Уч-Курганская, суммарной мощностью 2,87 млн. кВт. Эти электростанции в совокупности представляют Нижнеарынский каскад и используют, в основном, единый водоток Токтогульского водохранилища объемом 19,5 млрд.м³. Малые ГЭС деривационного типа мощностью 40 тыс. кВт обеспечивают выработку 120 млн. кВт.ч электроэнергии.

В долгосрочной перспективе (к 2020 г.) предполагается увеличить при благоприятных инвестиционных возможностях производство электроэнергии примерно до 25 млрд.кВт.ч, в том числе на гидростанциях выработать 18 млрд. кВт.ч.

ГЭС Нарынского каскада ранее работали в ирригационном режиме, обеспечивая попуск воды для полива в летний период, одновременно поставляя электроэнергию ЦАР через объединенную энергосистему Средней Азии. При этом взамен республика получала в зимний и другие периоды электроэнергию, а также газ, уголь, мазут из других государств региона для работы тепловых станций. После образования суверенных государств положение в функционировании энергосистемы и режим работы Токтогульского водохранилища резко изменились.

Из-за недостатка топливных ресурсов (газа, угля, мазута) сократилось производство электроэнергии на ТЭЦ в 3-4 раза, что повлекло за собой перевод работы Токтогульского гидроузла (частично) на энергетический режим. В результате резко осложнилась водохозяйственная обстановка – Кайраккумское и Чардаринское водохранилища не в состоянии были принимать значительные попуски воды с Токтогульского гидроузла в межвегетационный период, что привело к затоплению земель в низовьях р. Сырдарьи и др. В результате несколько обострились отношения между водопользователями и потребителями электроэнергии государств Узбекистана и Казахстана с Кыргызстаном.

В последние годы были установлены многосторонние соглашения по взаимовыгодному использованию водноэнергетических ресурсов. Это позволило улучшить обстановку, но все же продолжают оставаться большие нерешенные разногласия между государствами (Кыргызстаном, Казахстаном и Узбекистаном).

Падение проточности воды в Токтогульское водохранилище, несбалансированная сработка и снижение уровня воды в этом гидроузле, а также уменьшение выработки электроэнергии на ТЭЦ, увеличение себестоимости производства 1 кВт.ч повлекли за собой нарастание сложных проблем в работе электростанций и надежности функционирования энергосистемы. В период зимнего максимума республика испытывает недостаток энергетических мощностей. Стали правилом систематические отключения потребителей. Объемы экспорта электроэнергии существенно ограничены.

Кроме того, из-за падения уровня воды в Токтогульском водохранилище расход воды на 1 кВт.ч вырабатываемой электроэнергии резко увеличился. Так, при объеме воды в водохранилище 16 млрд. м³ на выработку 1 кВт.ч расходуется 2,3 м³ воды, при 10 млрд. м³ – 3,03 м³ и 6 млрд. м³ – 4,5 м³

воды на 1 кВт.ч, т.е. практически при тех же попусках воды через турбины объем производства электроэнергии сокращается почти вдвое.

Положение в энергетике республики, как и во всей энергетической системе ЦАР, продолжает оставаться сложным. Устаревшее оборудование, изношенные ЛЭП и подстанции, тяжелое финансовое состояние, огромные потери энергии при производстве, передаче, распределении, ограниченные возможности инвестировать в техническое перевооружение, строительство новых электростанций и ЛЭП - все это все более усложняет энергетическую безопасность и создает трудности в покрытии спроса на энергетическом рынке.

Нарастание проблем в энергетическом комплексе республики все настоятельнее требовало проведения в этом секторе кардинальных эффективных рыночных реформ. Цель реформ, как определено в программе, – «повышение эффективности национального энергетического комплекса за счет реструктуризации и создания реальных условий для развития конкурентной среды на внутреннем рынке производителей электроэнергии и тепловой энергии». Однако были осуществлены лишь частичные меры: проведена смена формы собственности энергопредприятий АО «Кыргыз-энерго». Государству (в лице Госкомимущества) стало принадлежать 80,5 % всего уставного капитала, Социальному фонду – 13,2, юридическим лицам – 4, физическим лицам (включая трудовой коллектив) – 2,3 %. Понятно, что осуществление этих мер было недостаточно для создания конкурентной среды. В последующем на базе АО «Кыргызэнерго» были созданы четыре электрораспределительных акционерных общества, одно теплораспределительное, одно вырабатывающее и одно АО - национальная электросеть. Установление тарифов на электро- и теплоэнергию возложено на Государственное агентство по энергетике, т.е. нет механизма формирования тарифов с использованием спроса и предложения на внутреннем рынке.

В связи с незавершением рыночных реформ в энергетике, как показывает анализ функционирования предприятий электроэнергетического сектора, созданная структура, механизм рыночного и государственного регулирования не обеспечивают высокоэффективную, надежную работу системы в целом, практически отсутствует конкурентная среда между станциями, производящими электроэнергию, распределительными компаниями. Потребитель ограничен в свободе выбора поставщиков электроэнергии, инвестиционная привлекательность для строительства новых и реконструкции действующих станций, ЛЭП продолжает оставаться низкой. Размер устанавливаемых тарифов на электроэнергию в условиях сложившегося отставания

в развитии экономики, низкой рентабельности работы предприятий, огромных потерь электроэнергии при производстве, передаче, распределении и потреблении, а также низких доходов и высокого уровня бедности значительной части населения не имеет экономической обоснованности, не стимулирует повышения эффективности работы предприятий электроэнергетического комплекса и энергосбережения в реальном секторе, социальной

рынка энергоносителей, создания соответствующей инфраструктуры, механизма рыночного и государственного регулирования, осуществления экономических интеграционных процессов, обеспечивающих взаимовыгодное сотрудничество в развитии электроэнергетического комплекса, рационального и эффективного использования ресурсного потенциала и энергетических мощностей.

Сложившаяся ситуация в электроэнергетическом комплексе ЦАР подтверждает настоятельную необходимость глубоко продуманных, экономически обоснованных рыночных реформ в государствах региона с решением проблем формирования единого

