

# АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЗАПИСКА



№ 1 (8), 2007

Русская версия

## Содержание:

1. Текущая глобальная и региональная энергетическая ситуация
2. Узбекистан в контексте глобальной и региональной энергетической ситуации
3. Ресурсы первичной энергии
4. Электроэнергетика
5. Система отопления и горячего водоснабжения
6. Консервация и эффективность использования энергии
7. Вопросы разработки политики и управления в энергетическом секторе
8. Энергетический сектор и будущее Узбекистана
9. Основные выводы и рекомендации
  - 9.1 Направления и варианты экономических реформ
  - 9.2 Направления и варианты институциональных реформ
  - 9.3 Рекомендуемые меры политики

## Контакты:

policybrief@undp.org

www.undp.uz

Тел.: (998 71) 120 34 50

(998 71) 120 61 67

Факс: (998 71) 120 34 85

## Представительство ПРООН в Узбекистане

100029, Ташкент,  
ул. Т. Шевченко, 4,  
Узбекистан

**Policy Briefs** представляют собой краткие сфокусированные аналитические материалы по приоритетным вопросам социально-экономического развития, включают ряд политических рекомендаций и описаний стратегических и тактических шагов. Данные документы подготовлены для ознакомления представителей правительства и донорского сообщества, экспертов и других заинтересованных сторон.

Все права защищены. Части данного документа не могут быть воспроизведены, сохранены в информационно-поисковой системе или переданы в какой бы то ни было форме и какими бы то ни было средствами без разрешения ПРООН.

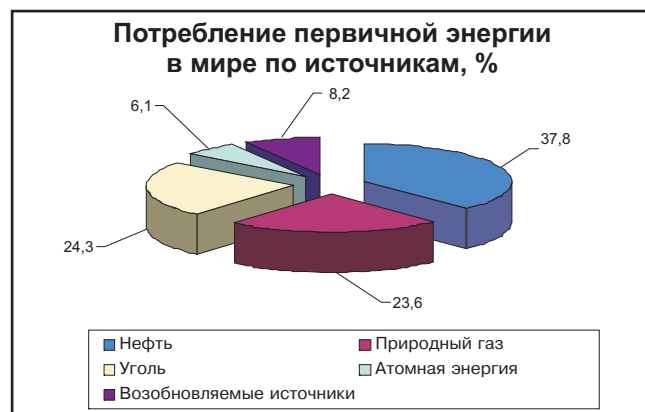
## Возможности для дальнейших реформ в энергетическом секторе Узбекистана

### 1. Текущая глобальная и региональная энергетическая ситуация

Согласно большинству оценок, извлекаемые запасы ископаемого топлива в мире составляют более 1 трлн. баррелей нефти, около 168 трлн. м<sup>3</sup> природного газа и 1 трлн. тонн угля. Кроме того, важным ресурсом развития атомной энергетики являются свыше 3 млн. тонн урана. Однако эти ресурсы распределены между странами неравномерно. Например, на долю развивающихся стран приходится значительная часть запасов природного газа (77%), нефти (75%) и угля (58%), а также более 50% мировых запасов урана. На долю же развитых стран приходится около 24% от мировых запасов природного газа, 25% нефти и 42% угля<sup>1</sup>.

В структуре мирового потребления первичной энергии на долю ископаемых энергоресурсов приходится 85% и лишь около 14% – на атомную и возобновляемую. Развитыми странами потребляется свыше 60% добываемой нефти. Их доля в потреблении природного газа немного ниже около 55%, в основном из-за широкого использования природного газа в странах СНГ. Доля развитых стран в потреблении угля составляет около 46%, поскольку уголь является весьма распространенным видом топлива во многих развивающихся странах, например в Китае.

Около 83% электроэнергии с атомных станций также производится развитыми странами. Лишь 11% приходится на Восточную Европу и СНГ и около 6% – на развивающиеся страны. Однако эта ситуация меняется. Согласно докладу International Energy Outlook 2006, издаваемому Международной энергетической администрацией, потребление первичной энергии в мире к 2015 году вырастет на 33%, а к 2030 году – на 71% по сравнению с уровнем 2003 года. Спрос на нефть вырастет с 111 млн. т в день до 136 млн. к 2015 году и до 164 млн. т к 2030 году. При этом наибольшие

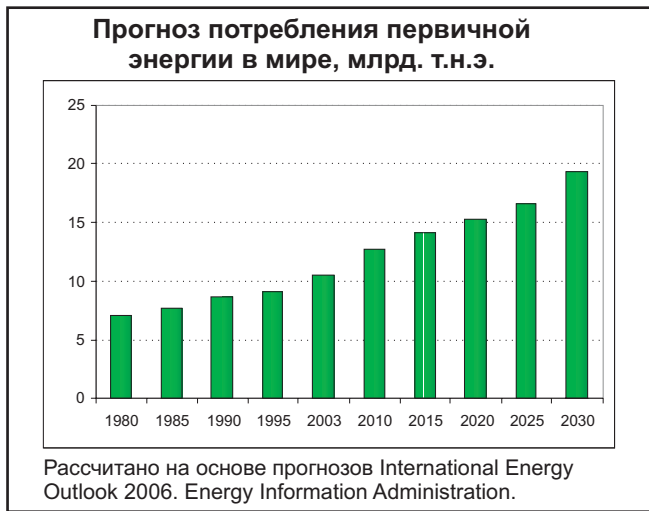


<sup>1</sup> Global Energy Resources: an overview Resources for the Future. Background material for "Energy Resources and Global Development", Science 302 (5650), 28 November 2003. Resources for the Future, www.rff.org



темпы роста спроса, в среднем около 3%, ожидаются в развивающихся странах Азии.

Ожидается, что в период до 2025 года потребление природного газа в мире будет расти в среднем на 2,3% в год, нефти – 1,9% и угля – 2,0%. В физических объемах к 2030 году потребление природного газа увеличится до 5,1 трлн. м<sup>3</sup> в год, или на 70% по сравнению с 2003 годом. Это означает, что его доля в глобальном потреблении энергии возрастет с 23 до 25%. Причиной тому будут служить высокие темпы роста потребления газа в развитых странах Европы в среднем на 2% в год, что приведет к увеличению физических объемов потребления к 2030 году до 670 млрд. м<sup>3</sup>, или на 34%.



Спрос в развивающихся странах Азии может расти еще более высокими темпами. В Китае ожидается ежегодный прирост потребления газа на уровне 7% в год, а в Индии – на уровне 6%. При этом обе страны к 2030 году будут вынуждены до 40% своего спроса удовлетворять за счет импорта. В среднем в странах Азии темп роста спроса на первичную энергию составит около 5% в год.

Согласно прогнозам, потребление угля к 2030 году увеличится почти вдвое – до 10,6 млрд. тонн, а доля угля в глобальном энергетическом балансе составит около 27%. При этом до 70% прироста потребления угля будет приходиться на Китай и Индию.

Экономический рост в Азии, ожидающийся на уровне 5,5% в период до 2030 года, будет оказывать значительное влияние на глобальную энергетическую ситуацию и развитие региональных энергетических рынков. В период до 2015 года развивающаяся Азия будет демонстрировать наиболее высокие темпы увеличения спроса на первичную энергию: около 43% от мирового прироста потребления нефти, 73% – природного газа, 81% – угля.

Рост китайской и индийской экономик будет, прежде всего, оказывать влияние на ситуацию в Евразии, и в частности в Центральной Азии, к энергетическим ресурсам которой они сегодня стремятся получить доступ. Центральная Азия в глобальном энергетическом контексте занимает не столь видное место, как, например, Ближний Восток. Однако центральноазиатские страны обладают запасами всех видов первичных энергоносителей (нефти, природного газа, угля, урана). Проведение дальнейших геологоразведочных работ может увеличить эти запасы. Более того, нестабильная ситуация на Ближнем Востоке уже стимулирует интерес к центральноазиатским энергоносителям.

Страны Центральной Азии продолжают активно развивать свой энергетический потенциал и экспортные возможности. Это может сыграть важную роль в обеспечении энергодефицитных регионов Азии, а также и других частей мира. Казахстан, Туркменистан и Узбекистан производят и экспортируют нефть и природный газ по трубопроводам. Также производится сжиженный природный газ. Кроме того, в Кыргызстане и Таджикистане имеется значительный, но пока лишь частично используемый потенциал гидроэнергии.

Казахстан демонстрирует наиболее высокий потенциал по экспорту энергии в регионе. Суммарное производство первичных энергоносителей, прежде всего нефти, превышает 105 млн. т.н.э., а собственное потребление менее 50 млн. т.н.э. Правительство Казахстана намерено к 2015 году увеличить производство нефти до 178 млн. т в год<sup>2</sup>. К 2020 году также

<sup>2</sup> Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/kazak.html>



**Врезка 1. Энергетический потенциал стран Центральной Азии<sup>3</sup>**

Показатель	Казахстан	Кыргызстан	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан	Вся ЦА	Доля ЦА в мировых запасах, в %
Нефть <sup>a</sup> , млн. тонн	1 300	13	2	76	82	1 473	0,8
Природный газ <sup>a</sup> , трлн. м <sup>3</sup>	1,82	- <sup>d</sup>	-	1,98	1,85	5,65	3,3
Уголь <sup>a</sup> , млрд. тонн	31	0,8	-	-	3,9	35,7	3,9
Уран, тыс. тонн U <sup>b</sup>	816	-	-	-	116	932	19,7
Гидроэнергия <sup>c</sup> , млрд. кВт. ч	27	52	317	2	15	413	-

<sup>a</sup> – доказанные извлекаемые запасы;

<sup>b</sup> – уран, который может быть добыт по цене менее чем 130 долл. США за кг;

<sup>c</sup> – технический потенциал;

<sup>d</sup> – запасы данного ресурса отсутствуют или очень незначительны.

планируется увеличить добычу газа до 40 млрд. м<sup>3</sup> за счет освоения шельфа Каспия (прогнозные запасы – 2 трлн. м<sup>3</sup>)<sup>4</sup>.

В Туркменистане общее производство первичных энергоносителей составляет около 60 млн. т.н.э., из них около 50 – природный газ, и около 10 млн. т.н.э. составляет нефть. На экспорт направляется почти 34% природного газа и 2/3 нефти и нефтепродуктов. Кыргызстан и Таджикистан имеют гораздо меньшую обеспеченность первичной энергией. Собственное производство первичной энергии в Кыргызстане только наполовину покрывает потребности страны в энергии и более чем на 80% обеспечивается за счет гидроэнергетики. В Таджикистане производство энергии также осуществляется в основном за счет гидроэнергии, но ее доля в энергетическом балансе составляет почти 96%, то есть еще выше, чем в Кыргызстане.

Вместе с тем, будучи географически замкнутыми, Туркменистан и Узбекистан ограничены в возможностях экспорта энергоносителей на мировые рынки. Экспорт нефти и природного газа осуществляется сегодня преимущественно через российскую трубопроводную систему. Расширение возможностей Центральной Азии по экспорту энергии напрямую связано с развитием экспортной инфраструктуры, привлечением инвестиций в разведку энергетических ресурсов и разработку новых месторождений. Реализация гидроэнергетического потенциала Кыргызстана и Таджикистана также требует значительных инвестиций в развитие генерирующих мощностей и энергетической инфраструктуры.

## 2. Узбекистан в контексте глобальной и региональной энергетической ситуации

Сырьевой базой энергетики Узбекистана являются более 190 месторождений природного газа, нефти и газового конденсата, угля. Общие запасы этих месторождений оцениваются в объеме 2,1-5,7 млрд. т.н.э.<sup>5</sup> Ресурсной базой для энергетики является природный газ, доказанные запасы которого составляют 1,8-2 трлн. м<sup>3</sup>.

Узбекистан является второй в СНГ страной по производству природного газа, а его доля в мировом производстве составляет 2,3-2,5%. Во второй половине 90-х годов Узбекистан также резко увеличил добычу нефти, что позволило сократить до нуля импорт нефти, который в 1995 году составлял около 485 млн. долларов. Но в последующем добыча нефти несколько снизилась, и в 2005 году Узбекистан импортировал некоторое количество нефти с тем, чтобы обеспечить загрузку своих нефтеперерабатывающих заводов. Согласно сообщениям в СМИ, в 2006 году импорт нефти был увеличен.

<sup>3</sup> В таблице приведены консервативные оценки запасов энергии, и они не учитывают прогнозные запасы. The International Energy Outlook 2006, Energy Information Administration (EIA); Uranium 2005: Resources, Production and Demand, OECD publishing 2006; "Какая зависимость лучше?" // "Нефтегазовая вертикаль", №6, 30.04.2006.

<sup>4</sup> <http://www.newsru.com/finance/22may2006/kazgaz.html>

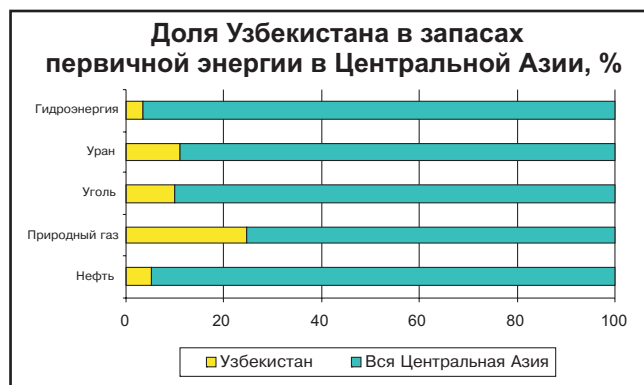
<sup>5</sup> В том числе: природного газа – 1 460-1 622 млн. т.н.э.; нефти – 82-245 млн. т.н.э; угля – 586-1 714 млн. т.н.э.



В Узбекистане имеются также значительные запасы угля, но его добыча и использование пока незначительны в силу экономической непривлекательности. Объемы добычи угля сократились с 1992 года приблизительно на 40%, а доля угля в энергетическом балансе составляет менее 2%.

Узбекистан входит в число первых 10 стран мира по запасам урана и обладает необходимыми производственными технологиями и мощностями. Производство урана в Узбекистане сегодня составляет около 7% от общемировых объемов. Страна имеет также неплохой потенциал возобновляемой энергии, включая гидроэнергию, энергию солнца, ветра и биомассы, хотя развитие возобновляемой энергетики пока минимально.

Суммарное производство первичной энергии в 2003 году оценивалось в 55,7 млн. т.н.э. При этом было экспортировано порядка 4,5 млн. т.н.э. энергоносителей и импортировано порядка 1 млн. т.н.э. Импорт приходится в основном на электроэнергию, причем примерно такие же объемы электроэнергии Узбекистан экспортировал. Чистый экспорт энергоносителей относительно невелик и составляет около 6,3% от производства. В основном это природный газ.



### 3. Ресурсы первичной энергии

**Природный газ.** Около 66% от всех доказанных извлекаемых запасов<sup>6</sup> сосредоточены в 9 крупных месторождениях, из которых 8 находятся в разработке<sup>7</sup>. Согласно официальным источникам, на 1 января 2005 года прогнозные ресурсы природного газа оценивались в 5,9 трлн. м<sup>3</sup>. Наиболее перспективным считается Устюртский регион на северо-западе Узбекистана. Здесь НХК «Узбекнефтегаз» совместно с российскими «ЛУКОЙЛом» и «Газпромом» на основе Соглашений о разделе продукции (СРП) ведутся геологоразведочные работы. Однако эти запасы еще должны быть подтверждены.

При нынешнем уровне производства, по экспертным оценкам, обеспеченность страны природным газом составляет около 30 лет. Но по месторождениям, которые сегодня дают 85-95% продукции, обеспеченность запасами составляет лишь около 20 лет.

На природный газ приходится около 85% в структуре производства первичной энергии. Его производство с 1990 по 2004 год увеличилось в 1,45 раза, с 38,1 до 55,8 млрд. м<sup>3</sup> в год. По итогам 2005 года оно составило около 60 млрд. м<sup>3</sup>. В первом полугодии 2006 года производство природного газа возросло на 3,1%, достигнув 31,28 млрд. куб. м<sup>3</sup>.

В последние годы в среднем 60% произведенного газа поставлялось государственному агентству «Узбеккоммунхизмат»<sup>9</sup>, которое отвечало за поставку газа потребителям. Доля населения в поставках «Узбеккоммунхизмат» в 2002-2003 годах составляла около 45%, в 2004 году она сократилась до 41%, составив около 15,5 млрд. м<sup>3</sup>. Доля предприятий ГЭК «Узбекэнерго», крупнейшего потребителя природного газа в стране, в структуре потребления природного газа составляет около 35%.

<sup>6</sup> Около 1,8-2 трлн. м<sup>3</sup>.

<sup>7</sup> Шуртан, Кокдумалак, Зеварды, Алан, Прамук и др.

<sup>8</sup> Uzbek oil, gas condensate production down in half-year. Interfax news agency, Moscow, 18 July 2006.

<sup>9</sup> В соответствии с постановлением Президента РУз "О мерах по совершенствованию организации деятельности акционерной компании "Узтрансгаз", функции по эксплуатации газораспределительных сетей и поставке природного газа потребителям перешла к АК "Узтрансгаз".



Лишь небольшая часть добываемого природного газа используется для производства сжиженного природного газа (СПГ, смесь пропан-бутана) и пропилена. Производство СПГ осуществляют семь предприятий, входящих в НХК «Узбекнефтегаз». Основной объем производства приходится на Шуртанский газохимический комплекс и Мубарекский ГПЗ. По данным официальной статистики, в 2005 году производство углеводородных сжиженных газов выросло на 8% и составило около 200 тыс. тонн.

Производимого на сегодня СПГ хватает для обеспечения платежеспособного спроса на данный вид топлива на внутреннем рынке, но недостаточно для развития экспорта в сопредельные страны. В частности, в 2005 году было экспортировано почти на 10 млн. долл. сжиженного газа, и около 73 млн. дал экспорт пропилен. Правительство намерено увеличить производство СПГ в 3 раза, доведя его до 615 тыс. т в год. На Шуртанском газохимическом комплексе планируется строительство нового завода стоимостью 64 млн. долл. и мощностью 180 тыс. т СПГ и 100 тыс. т газового конденсата ежегодно<sup>11</sup>.

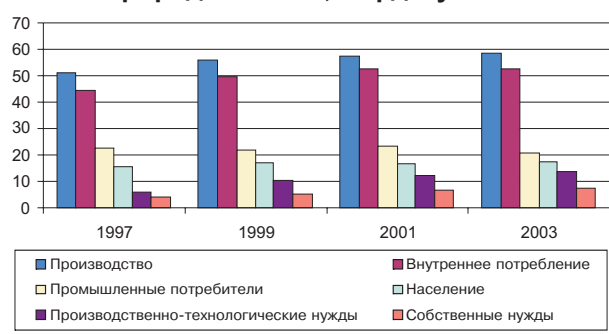
Производство пропилен осуществляется на Шуртанском ГХК, который введен в строй в 2001 году и рассчитан на производство 150 видов полиэтилена высокого, среднего и низкого давления. Его проектная мощность 125 тыс. т полиэтилена в год. На предприятии также ежегодно производится 137 т СПГ, 130 тыс. т легкого конденсата, 4,2 млрд. м<sup>3</sup> товарного газа и 4 тыс. т серы. Второй газохимический комплекс, стоимостью 1,1 млрд. долл., планируется построить к 2009 году в Устюртском регионе Узбекистана на базе газоконденсатного месторождения Сургиль. Проект предусматривает создание СП и организацию производства полиэтилена и пропилен расчетной мощностью 150 тыс. т в год<sup>12</sup>.

Природный газ экспортируется в Россию, Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан. Несмотря на высокие объемы добычи, экспорт природного газа относительно невысок и в 2005 году составил 11,5 млрд. м<sup>3</sup>. При этом 8,15 млрд. м<sup>3</sup> природного газа были поставлены в Россию. По итогам 2006 года планировалось довести объем экспорта до 12,6 млрд. м<sup>3</sup>, при этом Россия останется основным покупателем 9 млрд. м<sup>3</sup>. Экспорт в Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан планировалось увеличить до 3,6 млрд. м<sup>3</sup> по сравнению с 3,35 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 году<sup>13</sup>. Начиная с 2007 года, Узбекистан планирует поставлять только в Россию по 10 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно. К 2014 году экспорт газа планируется довести до 16 млрд. м<sup>3</sup>, а к 2020-му – до 20 млрд. м<sup>3</sup>.

С 1 января 2006 года Узбекистан повысил цену на газ, экспортируемый в Казахстан, Кыргызстан и Таджикистан с 42 до 55 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>. «Газпром» в 2006 году закупает узбекский газ по цене 60 долл. и платит за транзит 1,1 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup> на 100 км. С 1 января 2007 года Узбекистан увеличил экспортную цену на газ до 100 долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>.

С 1991 года произошло резкое сокращение средств, выделяемых на геологические исследования и разведку. Основные усилия были сосредоточены на наращивании объемов добычи из уже разработанных месторождений. Кроме того, значительно усложнились условия проведения геологоразведочных работ, что требует внедрения новых технологий. Основной задачей на перспективу для нефтегазового сектора является

**Производство и внутреннее потребление природного газа, млрд. куб. м<sup>10</sup>**



<sup>10</sup> Основано на презентации Назарова У., генерального директора ОАО «УзЛИТИнефтегаз». «Стратегия развития нефтегазового сектора Узбекистана и переход отрасли на энергоэффективный путь развития», Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6 - 7 декабря 2005 года.

<sup>11</sup> «Нефтяные ведомости», <http://www.neftevedomosti.ru>

<sup>12</sup> «Новости Узбекистана», №29 (311) от 21 июля 2006 года, <http://novostiuzbekistana.st.uz>

<sup>13</sup> Uzbekistan will increase natural gas export by 10 percent in 2006. Oil and Gas Expert, April 16, 2006, <http://www.neftegazexpert.ru/neftegazline/neftegaztext10016.html>



обеспечение прироста запасов и их ускоренное введение в эксплуатацию с тем, чтобы удовлетворить внутренние потребности и одновременно выполнить достаточно крупные экспортные обязательства. Для этого правительство сегодня активно использует соглашения о разделе продукции, в частности с российскими компаниями, направленные на ввод в эксплуатацию новых месторождений.

Согласно «Концепции геологоразведочных работ на нефть и газ НХК «Узбекнефтегаз» на период 2005-2010 гг.», ожидается прирост запасов углеводородов в количестве 521,1 млн. т.у.т. Более половины (около 54%) прироста запасов природного газа ожидается получить в Устюртском регионе. Геофизическими методами в течение 2005-2010 годов предусматривается подготовить под глубокое бурение 144 перспективных объектов, из них абсолютное большинство будет подготовлено на территориях Бухаро-Хивинского (76) и Устюртского (34) регионов. Остальные 34 будут подготовлены в Ферганском (18), Сурхандарьинском (10) и Гиссарском (6) регионах<sup>14</sup>. Однако это только прогнозы. Если запланированные работы не будут реализованы, удовлетворение потребностей внутреннего рынка и выполнение Узбекистаном экспортных обязательств может оказаться под угрозой.

В Узбекистане также разработана программа энергосбережения, предусматривающая снижение годового потребления природного газа в стране до 32 млрд. м<sup>3</sup> к 2020 году. Этот процесс чрезвычайно важен, если страна намерена поддерживать объемы экспорта<sup>15</sup>.

Расходы природного газа на технологические нужды самих предприятий энергетики и потери природного газа при транспортировке и распределении остаются относительно высокими. Они намного выше, чем в странах с хорошо организованной газораспределительной системой, где такие потери обычно составляют около 2%. По оценкам местных экспертов<sup>16</sup>, эти потери вызваны как технологически устаревшей трубопроводной системой, так и несогласованностью работ между предприятиями энергетического сектора. Однако реализация мер по энергосбережению в отрасли, запланированных на 2005-2010 годы, потребует привлечения инвестиций в размере до 650 млн. долларов. Эти меры позволят снизить потребление природного газа на собственные нужды в добыче, переработке нефти и газа, транспортировке природного газа до 4,7 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Экспортные возможности также сдерживаются и пропускной способностью существующей газотранспортной системы, которая была построена еще при СССР и с тех пор не подвергалась серьезной модернизации. Однако «Газпром», согласно заявлениям его представителей, намерен в ближайшие годы расширить пропускную способность газопроводной системы в Узбекистане с 44 до 80 млрд. м<sup>3</sup> в год. Это позволит увеличить пропуск как узбекского, так и туркменского газа.

В этой связи с 2005 года в Узбекистане началась реализация программы развития системы газопроводов, рассчитанная на увеличение экспорта природного газа до 16 млрд. м<sup>3</sup>. Для этого планируется построить 200 км новых экспортных магистральных газопроводов и 200 км отводных газопроводов, расширить 445 км сетей, реконструировать 900 км внутренних магистральных газопроводов, а также соорудить на северо-западе страны новую газокomppressorную станцию «Сарымай», реконструировать и расширить 20 действующих газораспределительных станций и 4 газокomppressorные станции на подземных хранилищах газа.

**Нефть и газовый конденсат.** Доказанные извлекаемые запасы нефти в Узбекистане оцениваются в 82 млн. тонн. Прогнозные перспективные

<sup>14</sup> Шаймуратов Т., директор ОАО «ИГиРНИГМ». «Состояние углеводородного потенциала Республики Узбекистан и перспективы приращения запасов нефти, газа и конденсата», Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.

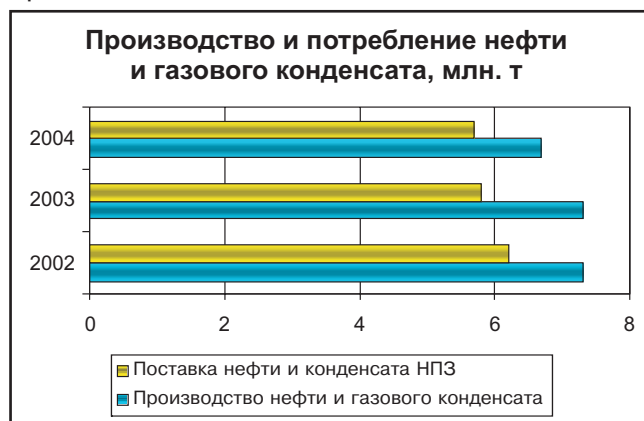
<sup>15</sup> Мажитов Ш., Первый заместитель председателя НХК «Узбекнефтегаз». – «НХК «Узбекнефтегаз» на современном этапе развития и ее перспективы во взаимосвязи с энергетическим рынком в Центральной Азии», Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.

<sup>16</sup> Основано на презентации Назарова У., генерального директора ОАО «УзЛИТнефтегаз». «Стратегия развития нефтегазового сектора Узбекистана и переход отрасли на энергоэффективный путь развития», Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.



ресурсы жидких углеводородов на 1 января 2005 года составляют 817,7 млн. т нефти и 360 млн. т газового конденсата. Большинство известных нефтяных полей располагаются в Бухаро-Хивинском регионе, включая месторождение Кокдумалак, которое обеспечивает 75-80% производства нефти. Месторождения нефти имеются также в регионе Ферганской долины, на плато Устюрт и в районе Аральского моря<sup>17</sup>.

Основной прирост запасов нефти был получен в середине 90-х годов, когда было открыто месторождение Кокдумалак. В целом же, с 1991 года показатели прироста запасов нефти снижались, и уже к 2000 году ежегодный объем добычи опережал прирост запасов в 3 раза. Обеспеченность запасами по нефти составляет 20-23 года. Но, большинство новых месторождений жидких углеводородов, благодаря которым обеспечен прирост запасов, не позволят стабилизировать добычу из-за их низкой рентабельности.



В течение 90-х годов производство нефти было резко увеличено с 3,5 млн. т в 1990 году до 9,7 млн. т к 1998 году. Но в последующем объемы добычи нефти неуклонно снижались с 8,1 млн. т в 1999 году до 7,3 млн. т в 2002-м и до 6,7 млн. т в 2004 году. При этом сырая нефть составляла в среднем лишь около 50% от добычи. В первом полугодии 2006 году НХК «Узбекнефтегаз» сократила производство жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) на 10,7% (2,62 млн. тонн)<sup>18</sup>. Эта тенденция может иметь долгосрочный характер, поскольку месторождение Кокдумалак перешло в стадию падения добычи и обводнения. По оценкам экспертов, даже реализуемые дополнительные мероприятия по увеличению добычи углеводородов на месторождении не позволят полностью компенсировать падение.

Основная часть нефти потребляется тремя нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) Ферганским, Алтыарыкским и Бухарским. С пуском в 1997 году Бухарского завода производственная мощность НПЗ возросла до 11,2 млн. тонн. Однако вследствие падения добычи жидких углеводородов, фактическое использование этих мощностей снизилось с 74% в 1998-м до 66% в 2004 году. Нестабильным становится и производство нефтепродуктов. Так, в 2002-2004 годы производство автобензина колебалось в пределах 1,57-1,37 млн. т, дизельного топлива – 1,7-1,56 млн. т, авиационного бензина – 0,35-0,21 млн. т, авиационного керосина – 0,4-0,34 млн. т в год.

Поскольку технологический цикл переработки нефти и конденсата требует определенного минимального объема загрузки мощностей, Узбекистан был вынужден в 2003-2005 годах импортировать нефть. В 2006 году импорт нефти продолжился и по итогам года может достигнуть 450 тыс. тонн. Экспорт нефти отсутствует за исключением экспорта небольшого количества нефтепродуктов. В частности, в 2005 году «Узбекнефтегаз» экспортировал продукции на сумму около 770 млн. долл., в том числе на 95 млн. долл. различных нефтепродуктов<sup>19</sup>.

Как и в случае с природным газом, основной задачей в нефтяном секторе на обозримую перспективу является обеспечение прироста запасов жидких углеводородов. В этой связи принятая в 2004 году «Стратегическая программа геологоразведочных работ по нефти и газу на 2005-2020 годы» ставит целью обеспечить прирост запасов нефти 70 млн. т и газового

<sup>17</sup> Central Asia Factsheet, Energy Information Administration, September 2005, <http://commercecand.ic.gc.ca>

<sup>18</sup> Uzbekistan's coal output up 9.5 percent on year in January-April, Prime-Tass English-language Business Newswire, May 25, 2006.

<sup>19</sup> «Узбекистан планирует увеличить объем закупок нефти в Казахстане», 10.07.2006. <http://www.press-uz.info/ru/content.scm?topicId=2633&contentId=7985>



конденсата около 66 млн. тонн. Основной прирост запасов нефти (около 44%) в Бухаро-Хивинском регионе<sup>20</sup>.

Однако, по оценкам местных экспертов, из общего количества прогнозных ресурсов на нефть и газ в настоящее время открыто 70% имеющихся месторождений. При этом все залежи открыты из верхних продуктивных горизонтов. Для открытия остальных месторождений потребуются масштабные инвестиции, поскольку необходимо внедрение современных технологий разведки и увеличение объемов бурения на более глубокие продуктивные горизонты.

**Уголь.** Узбекистан располагает разведанными запасами угля в количестве 1,95 млрд. тонн. Прогнозные ресурсы составляют свыше 5,7 млрд. тонн. Около 70% всех запасов угля в Узбекистане составляет бурый уголь или лингит<sup>21</sup>. Запасы каменного угля сконцентрированы в южных регионах, в Сурхандарьинской и Кашкадарьинской областях. В настоящее время добыча угля ведется на трех месторождениях: Ангренском (бурый уголь, 1,9 млрд. т), Шаргуньском и Байсунском (каменный уголь, около 50 млн. т).

Хотя добыча угля увеличилась с 2,7 млн. т в 2004-м до 3,2 млн. т в 2005 году<sup>22</sup>, эти объемы намного ниже, чем в прошлых годах. Доля угля в энергетическом балансе упала с 5,6% в 1990-м до 1,8% в 2004 году. Добычу угля на Ангренском месторождении обеспечивают несколько предприятий с использованием различных технологий. На угольных разрезах «Ангренский» и «Апартак» ведется добыча угля открытым способом. ОАО «Еростигаз» использует метод подземной газификации угля. Разработка Шаргуньского и Байсунского месторождений каменного угля ведется ОАО «Шаргуньуголь» подземным способом. Основная часть угля, или около 95%, производится АО «Уголь», которое входит в состав ГЭК «Узбекэнерго». Около 80% всего угля добывается на Ангренском месторождении.



За исключением незначительного экспорта в Афганистан весь добываемый уголь потребляется внутри страны. Основным потребителем угольного топлива является электроэнергетический сектор, на долю которого приходится около 90% общего потребления угля и 100% подземного газа.

Постановлением Кабинета Министров РУз от 4 июня 2002 года утверждена Программа развития угольной промышленности на 2002-2010 годы. Она предусматривает доведение к 2010 году добычу угля до 9,4 млн. тонн, а также увеличение его доли в выработке электроэнергии до 15%. К 2005 году для высвобождения нефти и газа предполагалось увеличение доли угля в энергетическом балансе до 3%. Но этого структурного сдвига добиться не удалось. Основной причиной является высокая цена угля по сравнению с природным газом. Кроме того, перевод промышленных потребителей с природного газа на уголь требует инвестиций и новых технологий.

Узбекистан планирует инвестировать 254 млн. долл. в развитие угольной промышленности с целью увеличить производство угля и снизить себестоимость продукции. Около 90% инвестиций планируется направить на модернизацию производственных мощностей на Ангренском месторождении, что позволит поднять производство до 7,8 млн. т к 2010 году. Программа финансируется АО «Уголь» за счет собственных средств, а также путем привлечения иностранных кредитов и прямых иностранных инвестиций<sup>23</sup>.

<sup>20</sup> "Задел на будущее". – " Нефтегазовая вертикаль", №6, 30.04.2006

<sup>21</sup> Основная масса добываемого угля обладает низкой калорийностью и высокой зольностью, что делает его сравнительно неэффективным видом топлива.

<sup>22</sup> Uzbekistan's coal output up 9.5% on year in January-April, Prime-Tass English-language Business Newswire, May 25, 2006.

<sup>23</sup> The Mining Journal, November 12, 2004.





**Уран.** Узбекистан входит в первую десятку стран мира по запасам урана. В республике имеется, по крайней мере, 25 мест залегания урановой руды, в основном в центральной части страны. Доказанные запасы составляют около 65 тыс. т, извлекаемых по цене 80 долл./кг, а также около 17,5 тыс. т по цене 80-130 долл./кг и 47 тыс. т по цене 130 долл./кг<sup>24</sup>.

Основным производителем является Навоийский горно-металлургический комбинат, номинальная мощность которого составляет 3 000 т в год<sup>25</sup>. В 2000-2005 годах производство в среднем составляло около 2 350 т в год<sup>26</sup>. Согласно сообщениям СМИ, модернизация завода в Навои в 2004 году позволила увеличить производство урана<sup>27</sup>.

До 1992 года весь производимый в Узбекистане уран поставлялся в Россию, обеспечивая львиную долю поставок урана для оборонной промышленности СССР. Россия и сейчас остается основным покупателем узбекского урана, однако после 1992 года часть производимого урана также экспортировалась в США через американскую компанию Nukem, Inc. Начиная с 2007 года, Узбекистан намерен осуществлять поставки урана в Японию. Соответствующее соглашение между Узбекистаном и японской корпорацией Itochu было подписано в 2006 году. Также предусматривается привлечение японских инвестиций для разработки новых месторождений в Узбекистане<sup>28</sup>.

Россия планирует расширять импорт урана, в том числе из Узбекистана. Это обусловлено прогнозами относительно роста спроса на уран в России с 8 300 т в 2006-м до 18 000 т уже к 2020 году. Внутреннее производство не позволит полностью удовлетворить эти потребности<sup>29</sup>. В этой связи следует отметить намерения о создании российско-узбекского СП для разработки месторождения Актау. Ожидается, что СП с инвестициями 30 млн. долл. будет производить около 300 т урана в год. Запасы урана на месторождении Актау оцениваются в 4 400 тонн<sup>30</sup>.

Во многом уровень производства урана будет определяться доступностью новых технологий. Основной заботой в этом плане является сокращения негативного влияния уранового производства на окружающую среду. На сегодня производство урана, в частности работа НГМК, во многом зависит от поставок материалов и оборудования из России. Хотя в последние годы были некоторые успехи в локализации их производства, Россия остается основным партнером Узбекистана в этом секторе.

**Источники возобновляемой энергии.** Узбекистан обладает значительным потенциалом возобновляемой энергии. Валовой потенциал составляет около 51 млрд. т.н.э., однако уровень современных технологий позволяет использовать 179 млн. т.н.э. Но даже это более чем в 3 раза превосходит текущий годовой объем производства ископаемого топлива<sup>31</sup>.

Наиболее высок в Узбекистане потенциал солнечной энергии. Валовой потенциал солнечной энергии оценивается приблизительно в 51 млрд. т.н.э., а технический – в 177 млн. т.н.э. При этом солнечная энергия доступна на всей территории страны, и ее вовлечение в энергетический баланс может способствовать наиболее быстрому решению задач по обеспечению доступа населения к электрической и тепловой энергии, в особенности в отдаленных местностях<sup>32</sup>.

В настоящее время из источников возобновляемой энергии в энергобалансе Узбекистана заметную долю составляет лишь гидроэнергия естественных и искусственных водотоков. Другие возобновляемые источники используются незначительно. Потенциал гидроэнергоресурсов оценивается в 88,5 млрд. кВт. ч, или 9,2 млн. т.н.э., включая технический – 27,4 млрд. кВт. ч, или 1,8 млн. т.н.э., из которого на сегодня используется только около 30%.

<sup>24</sup> Extract from the Survey of Energy Resources 2001, World Energy Council. <http://www.worldenergy.org>

<sup>25</sup> Extract from the Survey of Energy Resources 2001, <http://www.worldenergy.org>

<sup>26</sup> Uzbekistan Profile, Nuclear Threat Initiative, [http://nti.org/e\\_research/profiles/Uzbekistan/Nuclear](http://nti.org/e_research/profiles/Uzbekistan/Nuclear)

<sup>27</sup> Uzbekistan's uranium output up 14% on year in 2005, Prime-Tass Business News Agency, May 2, 2006.

<sup>28</sup> Uzbekistan to start exporting uranium to Japan in 2007. Uzreport. November 2, 2006, <http://business.uzreport.com>

<sup>29</sup> Russia mulls uranium production abroad official, RIA Novosti, April 10, 2006.

<sup>30</sup> Russian cos, Uzbekistan to set up uranium production JV 2006, Prime-Tass Business News Agency, May 2, 2006.

<sup>31</sup> Отчет по проекту "Обзорные исследования по разработке национальной стратегии развития возобновляемой энергетики в Узбекистане". – ПРООН, 2006.

<sup>32</sup> В то же время на сегодня подробная карта распределения солнечной радиации по территории страны пока не составлена.



Программа развития малой гидроэнергетики предусматривает строительство 15 малых ГЭС с суммарной установленной мощностью 420 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 1,3 млрд. кВт. ч<sup>33</sup>. Если потенциал малых гидростанций будет использоваться наиболее оптимальным образом, производимой ими электричество может быть достаточным для всех насосных станций и водотранспортных систем, подведомственных Министерству сельского и водного хозяйства<sup>34</sup>.

**Врезка 2. Потенциал возобновляемых источников энергии в Узбекистане**

Показатели	Всего (млн. т.н.э.)	в т.ч. энергия (млн. т.н.э.)			
		гидро	солнечная	ветровая	биомасса
Валовой*	50 984,6	9,2	50 973	2,2	-
Технический**	179	1,8	176,8	0,4	0,3
Освоенный	0,6	0,6	-	-	-

\* – теоретическое количество энергии, поступающее или образующееся на данной территории;

\*\* – часть валового потенциала, которую можно реализовать с использованием существующих технологий.

Уже сегодня в сельских районах страны, где проживает более 60% населения, электроснабжение является весьма ненадежным. Это говорит о необходимости дальнейшей модернизации передающих сетей, а также целесообразности децентрализации электроснабжения, что также позволит и сократить потери при транспортировке электроэнергии.

Программными документами правительства Узбекистана в сфере энергетики предполагалось расширение использования возобновляемых источников энергии до 1-2,5% к 2005-2010 годам, однако пока это направление практически не реализовано. Основной причиной является отсутствие четкой политики. Текущие, сравнительно низкие цены на традиционные энергоносители, в особенности на природный газ, делают возобновляемую энергетику экономически не привлекательной.

Эти цены должны увеличиться, чтобы создать благоприятную инвестиционную среду для возобновляемой энергетики. Во всех странах, где возобновляемая энергетика имеет определенную долю на рынке, правительства проводят соответствующую политику льготного налогообложения, инвестиционных преференций, субсидий и т.д. для расширения исследований, разработок и объемов производства возобновляемой энергии. Узбекистану также необходимо следовать этому пути.

## 4. Электроэнергетика

**Спрос.** Электроэнергетика в Узбекистане сегодня сталкивается с серьезными вызовами. Хотя спрос на электроэнергию сократился на 17% по сравнению с 1990 годом, за этот же период доля технических нужд и потерь в общем объеме произведенной электроэнергии возросла на 8,5%. В результате, сегодня потери электроэнергии больше, чем потребляется каким-либо из секторов экономики, за исключением промышленности. Так, потери электроэнергии выше, чем ее потребление в жилищном секторе. Объемы потерь электроэнергии увеличиваются и в 2004 году составляли около 22-23%.

Это создает достаточно неоднозначную картину. Хотя за последние годы наблюдается увеличение валового спроса на электроэнергию до 48-49 млрд. кВт. ч, объемы фактического потребления электроэнергии с 2000 года сократились на 4,5%. Потери занимают второе по величине место в структуре использования электроэнергии. В 2004 году в промышленности потребили 42% всей произведенной электроэнергии, в сельском хозяйстве – 31%, жилищном секторе – 14%, в коммунальном хозяйстве – 9%, в транспортном

<sup>33</sup> Тешабаев Б.М., первый зампредаправления правления ГАК "Узбекэнерго". "Электроэнергетика Республики Узбекистан: состояние, перспективы развития и инвестиционный климат", Международная конференция "Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы". – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.

<sup>34</sup> Technical Assistance to the Republic of Uzbekistan for Off-Grid Renewable Energy Development, September 2003 (Financed by the Government of Denmark) Asian Development Bank TAR: UZB 37107



секторе – 3,5% и в строительстве – 0,3%.

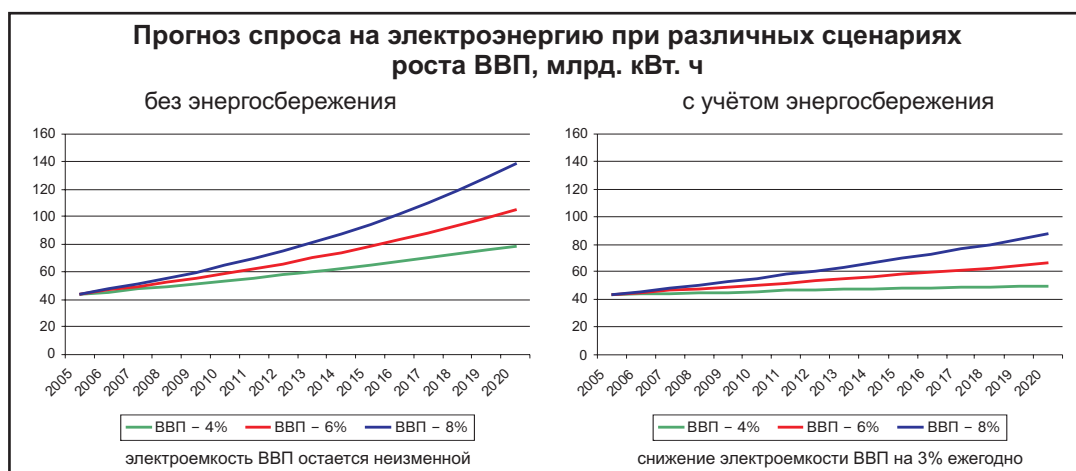
Высокие потери электроэнергии (22-23% от объема производства) вызывают особенное беспокойство в свете увеличения темпов экономического роста в Узбекистане до 7-8% в год.

Экономический рост, за редким исключением, всегда приводит к увеличению спроса на электроэнергию в тех или иных секторах экономики, увеличивая нагрузку на энергетические системы. Используя сценарии развития, можно оценить потенциальные последствия. Например, если неизменной останется энергоёмкость экономики, то:

- при средних темпах роста ВВП на уровне 4% в год к 2010 году спрос на электроэнергию может составить около 53 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – около 64 млрд. кВт. ч в год;
- темп роста ВВП на уровне 6% приведет к увеличению спроса на электроэнергию к 2010 году до 58 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – уже до 78 млрд. кВт. ч;
- при темпах роста ВВП на уровне 8% спрос на электроэнергию может вырасти к 2010 году до 64 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – до 94 млрд. кВт. ч.

При прочих равных условиях, в результате роста экономики спрос на электроэнергию практически удвоится в течение 8 лет, если только энергоёмкость экономики не будет снижена. Так, сокращение электроёмкости ВВП в среднем на 3% в год позволит сократить спрос на электроэнергию:

- при темпах роста ВВП 4% к 2010 году спрос составит 45 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – 47 млрд. кВт. ч в год;
- при темпах роста ВВП 6% к 2010 году спрос составит 50 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – около 57 млрд. кВт. ч;
- при темпах роста ВВП 8% к 2010 году потребуется 55 млрд. кВт. ч, а к 2015 году – около 69 млрд. кВт. ч.



Выводы здесь очевидны. Если только не удастся сократить потери в электроэнергетике и обеспечить большую энергоэффективность экономики, стране будут необходимы значительно большие генерирующие мощности. Это в свою очередь потребует либо сокращения экспорта природного газа, либо увеличения импорта электроэнергии из объединенной энергетической системы Центральной Азии.



Необходимо также отметить, что проводимая политика индустриализации Узбекистана будет также увеличивать энергоемкость экономики. Более того, со временем рост энергоемкости будут подогревать процессы урбанизации и перемещения сельского населения (сегодня 64% населения) в города. В этой связи чрезвычайно важны модернизация энергетической системы и повышение ее эффективности, сокращение потерь. В противном случае, потребуются значительные инвестиции в генерирующие мощности, что может также вести к увеличению зависимости от импорта энергии и энергоресурсов.

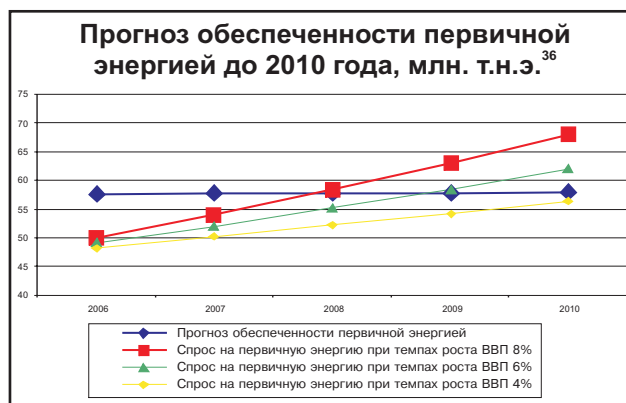
**Предложение.** Общие установленные мощности в электроэнергетике составляют 12 300 МВт. Из них 10 620 МВт являются тепловыми станциями, где электроэнергия на 77% вырабатывается за счет сжигания газа, 7% – мазута, 3,5% – угля. Остальные 12% электроэнергии вырабатываются на гидростанциях. Крупнейшими ТЭС являются Сырдарьинская (3 000 МВт), Ново-Ангренская (2 100 МВт) и Ташкентская (1 860 МВт). Таким образом, около 56% всех мощностей составляют эти три тепловые станции. Наиболее крупными угольными являются две станции, расположенные вблизи от Ангренского угольного разреза. Крупнейшей ГЭС является Чарвакская (620 МВт).

Протяженность электрических сетей компании более 234 тыс. км позволяет охватить практически всех потребителей централизованным электроснабжением, а также обеспечивать энергообмен с соседними странами Центральной Азии в рамках объединенной энергетической системы. На сегодня имеется дефицит в периоды пиковых нагрузок в летние и зимние периоды. В частности, зимой в период пиковых нагрузок дефицит генерирующих мощностей составляет около 800-900 МВт<sup>35</sup>. Хотя этот дефицит покрывается за счет обменов в рамках объединенной энергетической системы, такой дефицит генерирующих мощностей в 6,5% является опасным для стабильности энергосистемы. Предполагается, что объединенная энергетическая система продолжит обеспечивать необходимые мощности в период пиковых нагрузок.

Однако, с учетом ситуации в странах-партнерах по объединенной энергосистеме, которые в той или иной степени находятся в схожем с Узбекистаном положении, в течении следующего десятилетия страна не может полностью полагаться на объединенную энергетическую систему. В Узбекистане обеспечивать производство электроэнергии по потребности экономики пока позволяло снижение спроса с 54 млрд. кВт. ч в 1990-м до 46 млрд. кВт. ч в 1999 году в результате экономического спада. Аналогичная ситуация и в других странах объединенной энергетической системы Центральной Азии.

**Соотношение спроса и предложения.** ГАК «Узбекэнерго» реализует Программу развития электроэнергетики на период до 2010 года, которая предусматривает развитие мощностей до уровня 61-62 млрд. кВт. ч в год, что без сомнения необходимо.

Однако рост производства электроэнергии будет увеличивать нагрузку на углеводородные ресурсы Узбекистана. Около 75% электроэнергии вырабатывается за счет сжигания природного газа. Для производства 61-62 млрд. кВт. ч электроэнергии (что ниже потенциального спроса при 8%-ом росте ВВП и сохранении нынешней энергоемкости) потребуется допол-



<sup>35</sup> Technical Assistance To The Republic Of Uzbekistan For Off-Grid Renewable Energy Development, September 2003 (Financed by the Government of Denmark) Asian Development Bank TAR: UZB 37107.

<sup>36</sup> Рассчитано на основе презентации Назарова У., генерального директора ОАО «УзЛИТИнефтваз». «Стратегия развития нефтегазового сектора Узбекистана и переход отрасли на энергоэффективный путь развития». Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.



нительный расход природного газа до 8 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно, или около 6,5 млн. т.н.э. В целом же, при темпах роста ВВП на уровне 8% суммарный спрос экономики на первичную энергию к 2010 году может составить до 68 млн. т.н.э.

Вместе с тем, местные специалисты прогнозируют, что обеспеченность страны первичной энергией к 2010 году составит 58-60 млн. т.н.э. Даже при реализации предусмотренных мер энергосбережения дефицит в первичной энергии к 2009-2010 годам может составить 3-4 млн. т.н.э. Таким образом, устойчивость электроснабжения находится в прямой зависимости от углеводородных ресурсов Узбекистана.

**Технологические вопросы.** Большинство генерирующих мощностей были созданы еще в 60-70 годах. На сегодня возраст около 30% установленных мощностей превысил порог в 30 лет. К 2010 году уже более 2/3 генерирующих мощностей будет иметь срок работы свыше 30 лет. По приблизительным оценкам, для развития электроэнергетики в период до 2020-2025 годов требуется около 3 млрд. долл. инвестиций.

Согласно Программе развития электроэнергетики на период до 2010 года, основное внимание ГАК «Узбекэнерго» сосредоточит на реконструкции и модернизации действующих мощностей с внедрением современных технологий, что обеспечит увеличение генерирующей мощности и объемов выработки электроэнергии.

Строительство новых крупных объектов в электроэнергетике не предполагается. Программа подразумевает сооружение дополнительных генерирующих мощностей в общей сложности до 1 700 МВт, строительство линий электропередач напряжением 220-500 кВ, включающих сети передачи протяженностью около 800 км и подстанции с трансформаторной мощностью более 2 400 МВА (мегавольтампер). Однако, принимая во внимание сложности в привлечении инвестиций, сроки реализации Программы развития электроэнергетики могут быть сдвинуты на период до 2015 года. Но в этом случае может быть поставлен под угрозу экономический рост, поскольку генерирующие мощности не позволят удовлетворить растущий спрос.

### **Врезка 3. Мероприятия ГАК «Узбекэнерго» по модернизации генерирующих мощностей до 2010 года**

Суммарные затраты на выполнение мероприятий Программы оцениваются в размере 1,2 млрд. долл.:

- 200 млн. долл. – реконструкция и модернизация генерирующих мощностей;
- 600 млн. долл. – проведение модернизации четырех генерирующих станций (Ташкентской и Навоийской ТЭС, Мубарекской и Ташкентской ТЭЦ) с внедрением современных технологий на базе газотурбинной и парогазовой установок;
- 400 млн. долл. – реконструкция и развитие электрических сетей.

Финансирование программы предполагается осуществлять за счет собственных средств предприятий отрасли до 40% и привлечения иностранных кредитов и инвестиций в размере 60% от необходимых средств.

Начаты работы по модернизации Ташкентской ТЭС за счет льготных кредитных ресурсов, предоставляемых правительством Японии в размере около 196 млн. долларов. Проектом предусматривается внедрение высокоэффективной парогазовой установки мощностью 370 МВт.

Прорабатываются вопросы модернизации Навоийской ТЭС с внедрением парогазовой технологии энергопроизводства мощностью 340 МВт. Реализация проекта планируется в 2007-2010 годах. Предварительная стоимость оценивается в 270 млн. долларов. Источником финансирования предусмотрены собственные средства ГАК «Узбекэнерго» и заемные средства международных финансовых институтов.

В 2001 году подготовлено ТЭО реконструкции Мубарекской ТЭЦ на базе современных газотурбинных установок с суммарной мощностью 100 МВт. Общая стоимость проекта составляет 103 млн. долларов. Реализация проекта предполагается в 2007-2010 годах.

Ведется разработка предварительного ТЭО модернизации Ташкентской ТЭЦ с внедрением газотурбинной технологии комбинированного производства электрической и тепловой энергии мощностью порядка 80 МВт. Реализация проекта предусматривается в 2006-2009 годах с привлечением кредита Японского банка по международному сотрудничеству (JBIC) в размере 98,5 млн. долларов.

В проектах модернизации Ташкентской и Навоийской ТЭС предусматривается создание отдельного стоящего дополнительного источника генерирующей мощности. Это значительно повысит надежность энергопроизводства и, соответственно, надежность энергоснабжения потребителей. Снизится техногенная нагрузка на окружающую среду. Кроме того, после 2010 года будет обеспечена ежегодная экономия 800 млн. м<sup>3</sup> природного газа.

Принята и реализуется Программа развития малой гидроэнергетики на эксплуатируемых водохозяйственных объектах, предусматривающая сооружение 15 малых ГЭС с суммарной установленной мощностью 420 МВт и среднегодовой выработкой электроэнергии 1,3 млрд. кВт. ч.



**Экономические вопросы.** Одним из ключевых экономических вопросов в электроэнергетике, как и в нефтегазовой промышленности, является сохраняющееся перекрестное субсидирование, поддерживающее сравнительно низкий уровень цен. В частности, неверная ценовая политика привела в начале 2000-х годов электроэнергетическую отрасль к убыточности, нарушению условий самофинансирования хозяйственной и инвестиционной деятельности энергетических предприятий.

Однако в последние годы тарифы на электроэнергию постепенно были повышены для всех категорий потребителей. Только в течение 2004 года средний тариф на электроэнергию возрос более чем в 1,5 раза. На сегодня уровень тарифов около 0,03 долл./кВт. ч позволяет покрыть все текущие затраты на производство, передачу и распределение энергии. Убыточных предприятий в отрасли нет. Но текущие цены не покрывают предельных долгосрочных издержек отрасли, что было бы необходимо для обеспечения инвестиционных потребностей электроэнергетики в долгосрочной перспективе. В частности, по расчетам экспертов Всемирного банка, долгосрочные предельные издержки (long run marginal cost) варьируются от 0,035 до 0,0403 долл./кВт. ч<sup>37</sup>.

Кроме того, положительное влияние роста цен на электроэнергию оказывается ограниченным по причине сохранения проблемы неплатежей. Накопленные задолженности за потребленную электроэнергию, природный газ, нефть и нефтепродукты негативно влияют на финансовую устойчивость энергопроизводителей.

**Структурные вопросы.** Электроэнергетика с 2001 года функционирует в рамках ГАК «Узбекэнерго», образованной в форме открытого акционерного общества. В состав «Узбекэнерго» входит также ОАО «Узбекуголь», занимающееся производством угля. Осуществлено структурное реформирование генерирующих предприятий, проведены их акционирование и частичная приватизация. Шесть из десяти тепловых электростанций изменили форму собственности с преобразованием в ОАО. Процесс акционирования остальных тепловых электростанций планируется завершить в 2008 году<sup>38</sup>. В электрических сетях осуществлено четкое разграничение функций транспортировки и распределения электрической энергии. Образовано унитарное предприятие «Узэлектросеть» по транспортировке электроэнергии. Все региональные предприятия по распределению и сбыту электроэнергии преобразованы в ОАО.

В собственности государства находятся 100% акций ГАК «Узбекэнерго», а также контрольные пакеты акций (от 51 до 60%) акционерных обществ тепловых электростанций и распределительно-сбытовых предприятий электрических сетей, отдельных строительско-монтажных организаций и ОАО «Узбекуголь». Частный и иностранный капитал в управлении энергетических предприятий не участвует. Таким образом, государство по-прежнему контролирует весь процесс от производства электроэнергии, транспортировки ее и распределения до поставки энергии потребителям. Такой монополизм не позволяет в полной мере воспользоваться преимуществами развития здоровой конкуренции в сфере производства и продажи электроэнергии.

Сохраняется существовавший ранее метод централизованного сбора средств за реализованную энергию и распределения финансовых ресурсов. В определенной степени это может быть оправданной мерой для концентрации финансовых ресурсов, необходимых при инвестиционных вливаниях в энергетику. Однако это не позволяет укреплять заинтересованность предприятий в повышении технической эффективности и качества управления (в частности, развивать корпоративное управление), что является важным условием повышения инвестиционной привлекательности предприятий энергетики.

<sup>37</sup> Райзер М. "Проблема повышения энергоэффективности в Узбекистане". Конференция по устойчивому развитию и экологически обеспеченному функционированию энергетики Узбекистана. – Ташкент, 20 – 22 сентября 2005 года.

<sup>38</sup> Ранее все генерирующие предприятия были частью Министерства энергетики и электрификации, которое было упразднено в 2001 году.

## 5. Система отопления и горячего водоснабжения

Предоставление услуг горячего водоснабжения и отопления предприятиям и населению осуществляется как от централизованных источников (электростанций общего пользования, районных котельных), так и от автономных источников теплоэлектроцентралей промышленных предприятий, локальных котельных (групповых и домовых).

Основным поставщиком тепловой энергии являются котельные, на долю которых приходится более 2/3 суммарного производства<sup>39</sup>. В стране функционируют более 7,5 тыс. котельных различной мощности, на которых установлено почти 25 тыс. котлов различных типов и конструкций. На конец 2000 года количество котельных только мощностью от 3 до 100 Гкал/ч составляло 1 186 штук<sup>40</sup>. Обеспечение отопления и горячего водоснабжения осуществляется ГАК «Узбекэнерго» (25% на теплоэлектроцентралях), крупными котельными, принадлежащими органам власти на областном (30%) и районном (45 %) уровнях<sup>41</sup>.

На производство тепла в Узбекистане ежегодно расходуется около 5 млн. т.н.э. топлива, что составляет около 10% от общего потребления топлива. Основным видом топлива является природный газ. Имеется небольшое количество котельных, работающих на угле, а в удаленных сельских районах для отопления используется и древесное топливо.

Централизованное снабжение развито во всех крупных городах. Система построена сравнительно просто, но ее эффективность недостаточно высока. По официальным данным, если проектный КПД крупных котлов составляет 90-92%, то фактический – 50-75%, а проектный КПД малых котельных составляет около 60-75%.

Проблемы теплоснабжения усугубляются и тем, что почти 30% систем теплоснабжения жилого фонда выработали свой ресурс. В ближайшие годы эта цифра будет достаточно быстро увеличиваться. Учитывая неэффективность нынешней системы централизованного теплоснабжения, рассматривается вопрос о децентрализации сектора теплоснабжения через внедрение малых и автономных индивидуальных тепловых установок. Предполагается, что это снизит риск перебоев в теплоснабжении и повысит эффективность работы малых котельных при использовании высокоэффективных котлов, а также снизит тепловые потери при транспортировке<sup>42</sup>.

Однако теплоснабжающие предприятия не имеют возможности самостоятельно финансировать свое переоснащение. Цены на тепловую энергию и горячую воду субсидируются государством на 40-50%. Регулируемые цены на услуги теплоснабжения и неспособность многих потребителей оплачивать полную стоимость услуг требуют государственных инвестиций.

## 6. Консервация и эффективность использования энергии

Эффективность использования энергии в Узбекистане одна из самых низких в мире. Иррационально низкие цены на основные энергоресурсы не стимулировали потребителей к эффективному использованию энергоносителей и энергосбережению.

В результате энергоёмкость экономики в 1991-2000 годах увеличилась на 12% (с 0,87 до 0,98 кг. н. э./долл.), превышая на 200-250% энергоёмкость многих развивающихся стран.

<sup>39</sup> "Промышленность Республики Узбекистан, 2003", Госкомстат. – Ташкент, 2004; Буклет Национальной холдинговой компании "Узбекнефтегаз", 2003-2004 гг.

<sup>40</sup> Там же

<sup>41</sup> Technical Assistance To The Republic Of Uzbekistan For Energy Needs Assessment, December 2002, Asian Development Bank, TAR:UZB 36382

<sup>42</sup> ПРООН. Отчет по Компоненту 1 проекта "Обзорные исследования по разработке национальной стратегии развития возобновляемой энергетики в Узбекистане". – Компания Ramboll, 2005.





Начатая в 2001 году либерализация цен в энергетике позволила повысить энергоэффективность экономики. Успех ценовых воздействий дополнялся административным регулированием нормативов потребления энергии (природного газа, электроэнергии и тепловой энергии) и платежей за потребленную энергию. Кампания по оснащению потребителей приборами учета (потребление природного газа, горячей воды) также способствовала улучшению энергоэффективности. Энергоемкость ВВП сократилась к 2004 году до 0,86 кг.н.э./долл. по ППС по сравнению с 0,96 кг.н.э./долл. по ППС в 2000 году. Электроемкость ВВП сократилась с 0,9 кВт. ч/долл. по ППС в 2000-м до 0,8 кВт. ч/долл. в 2004 году.

#### Эффективность использования энергоресурсов в Узбекистане, кг. н.э./долл.



Энергоемкость ВВП – кг.н.э./долл. по ППС  
Электроемкость ВВП – кВт. ч/долл. по ППС

В то же время исключительно ценовые воздействия и административные меры могут иметь лишь ограниченный эффект. Сложившиеся тенденции обусловлены более масштабными проблемами:

- структура управления в энергетическом секторе не способствует консервации энергии или повышению эффективности использования энергии;
- нормативно-правовая база энергосбережения недостаточно развита, Закон «О рациональном использовании энергии» не имеет прямого действия и требует либо пересмотра, либо разработки дополнительных подзаконных актов;
- инфраструктура уже достаточно устарела и процесс устаревания идет высокими темпами без достаточных мер по ремонту или модернизации;
- недостаток технологий и инвестиций обуславливают недостаточное внимание к энергосберегающим проектам как в самом энергетическом секторе, так и в экономике в целом;
- развитие конкуренции на энергетических рынках и участие в них частного сектора весьма низкие; такая централизация лишает производителей стимулов к снижению издержек.

Влияние этих факторов препятствует инициативам в области энергосбережения.

Существуют различные оценки относительно потенциала энергосбережения в Узбекистане. Отдельные эксперты оценивают, что потребление энергии может быть сокращено на 40-50% без ущерба экономическому росту и комфорту населения. При этом более 30% потенциала энергосбережения приходится на долю самого энергетического сектора, около 30% – на долю промышленности, 20% – на долю сельского хозяйства и сектора коммунальных услуг, около 10% – на долю транспорта<sup>43</sup>.

В свою очередь, в правительстве считают, что на сегодняшний день наибольший потенциал энергосбережения заключается в жилищно-коммунальном секторе. Однако разработка энергосберегающих политик в различных секторах экономики, приоритезация консервации энергии, совершенствование законодательства в сфере энергосбережения, дальнейшее развитие рыночных отношений в энергетическом секторе остаются в числе важнейших приоритетов энергетической политики.

Тем не менее, большинство экспертов согласны с тем, что для реализации потенциала энергосбережения в промышленности и других

<sup>43</sup> Abdullaev H., Nasyrov T. "Energy Conservation and the Energy Strategy of Uzbekistan." [http://www.unescap.org/esd/energy/publications/finance/part4\\_uzbekistan.html](http://www.unescap.org/esd/energy/publications/finance/part4_uzbekistan.html)





секторах потребуются значительные финансовые ресурсы и новые технологии. И не последним вопросом в этом контексте являются внедрение систем учета и измерение потребления энергии.

В целом, вопрос энергосбережения в Узбекистане должен стать одним из ключевых в сфере национальных интересов. Энергосбережение повысит стабильность энергоснабжения и будет способствовать укреплению экономической и политической независимости страны. Безусловно, в Узбекистане повышение тарифов на электроэнергию, природный газ, нефть и нефтепродукты также позволит стимулировать энергосбережение. Однако только ценовых воздействий оказывается недостаточно, тем более с учетом проблемы платежеспособности как среди населения, так и промышленных потребителей. Политика в области энергосбережения должна фокусироваться на следующих направлениях.

1. Совершенствование тарифов на энергоснабжение, улучшение систем учета потребления.
2. Внедрение более рыночно-ориентированных систем управления в энергетическом секторе.
3. Содействие широкому распространению информации о новых энергосберегающих технологиях.
4. Совершенствование норм и стандартов в сфере производства и использования энергии.

## 7. Вопросы разработки политики и управления в энергетическом секторе

Основным успехом энергетической политики является резкое увеличение производства первичной энергии, позволившее обеспечить энергетическую самодостаточность. В частности, если в 1991 году уровень энергетической зависимости от импорта составлял около 20% от внутреннего потребления, то уже с 1995 года Узбекистан вошел в число чистых экспортеров энергии. Относительно стабильное функционирование ТЭК позволило обеспечить устойчивое энергоснабжение стратегически важных энергоемких производств черной и цветной металлургии, химической промышленности, сельского хозяйства и других отраслей.

Также следует отметить положительный социальный эффект, достигнутый за счет снабжения населения энергией по достаточно низким ценам. Согласно официальной статистике, по итогам 2005 года обеспеченность населения природным газом составила 81%, в том числе городского – 95%, а сельского – 74%.

Налоговые отчисления предприятий энергетического сектора обеспечивают около 40% доходной части госбюджета, финансируя тем самым многие общественные блага. Энергетический сектор также играл важную роль в обеспечении валютных поступлений: его доля в структуре экспортных доходов возросла с 5% в 1991-м до 15% в 2004 году.

На протяжении многих лет энергетические компании также выступали в качестве квазифискальных институтов. Они предоставляли значительные чистые и перекрестные субсидии реальному сектору экономики и населению, поддерживая цены на уровне ниже мирового и предоставляя отсрочки по платежам.

Вместе с тем, приоритетное внимание обеспечению энергетической самодостаточности и наращиванию производства первичной энергии не позволило Узбекистану реализовать ряд не менее важных приоритетов. В частности, не обеспечен прирост запасов нефти и газа в необходимых объемах. Это во многом было вызвано отвлечением имеющихся ограниченных ресурсов на наращивание производства природного газа и жидких углеводородов. Как уже отмечалось выше, на сегодня у предприятий энергетического сектора недостаточно собственных финансовых и



технологических возможностей для разведки и ввода в эксплуатацию новых месторождений.

#### **Врезка 4. Основные направления энергетической политики Узбекистана**

Основы нынешней энергетической политики определяются рядом документов, разработанных и принятых в 1995-2000 годы. В частности, в 1995 году утвержден документ «Основные направления энергетической стратегии Узбекистана на период до 2010 года». В 1999 году разработана Программа развития электроэнергетики на период до 2010 года, ставшая рамочным документом отраслевых подпрограмм развития в электроэнергетике, нефтегазовой промышленности. В 2000-2001 года были скорректированы и утверждены долгосрочные Программы развития электроэнергетики и угольной промышленности на период до 2010 года.

Приоритетами государственной политики в энергетической сфере, согласно «Основным направлениям энергетической стратегии Узбекистана на период до 2010 года», принятым в 1995 году, являются:

- устойчивое обеспечение всех сфер экономики топливно-энергетическими ресурсами с приоритетным обеспечением социальных нужд путем создания надежной сырьевой базы и поддержки стратегически важных отраслей, достаточным развитием добывающих, перерабатывающих, транспортных и распределительных энергетических систем;
- повышение эффективности использования энергетических ресурсов и создание необходимых условий для реализации энергосберегающих мер, обеспечивающих сохранение энергетической независимости страны и повышение экспортного потенциала;
- обеспечение экономически обоснованной диверсификации источников энергоснабжения в направлении увеличения доли угольного топлива, использования возобновляемых, в том числе нетрадиционных источников энергии, развития малой гидроэнергетики;
- поддержание финансовой стабильности энергетического сектора и привлечение в его отрасли дополнительных инвестиций;
- разработка нормативно-правовой базы и совершенствование финансово-налоговой системы, учитывающей особенности ценообразования и взаимоотношений энергетики со смежными отраслями;
- последовательное формирование конкурентной среды путем сочетания методов прямого и косвенного государственного регулирования сферы энергетики, формирования контролируемого государством энергетического рынка;
- создание полноценных субъектов энергетического рынка и рыночной инфраструктуры.

Еще одной нерешенной проблемой является низкая диверсификация энергетического баланса. Практически вся экономика зависит от природного газа, производство которого осуществлялось «на пределе возможностей» последние 10-12 лет. Доля угля и возобновляемых источников в энергетическом балансе остается чрезвычайно низкой

Не решена задача по снижению энергоемкости экономики. Это показатель практически стабилизировался на уровне дореформенного периода и в 2 раза превышает среднемировой уровень. Деятельность самих предприятий энергетики характеризуется высокими техническими и коммерческими потерями. Обслуживание дальнейшего экономического роста потребует наращивания производства электроэнергии и энергоносителей, что увеличит нагрузку на ТЭК и может привести к зависимости от импорта электроэнергии и энергоресурсов.

Высоки темпы устаревания энергетической инфраструктуры, прежде всего в электроэнергетике. Средства, привлеченные в ТЭК за последние годы под гарантии правительства, не позволили осуществить в необходимом объеме инвестиции в развитие.

Но, как представляется, самой главной проблемой является то, что энергетический сектор фактически остается полностью в государственной собственности и регулируется административными методами, не отвечающими рыночным условиям. Правительство обладает монопольным правом на регулирование цен на энергию, производство и распределение энергии, контролирует трубопроводы и электросети, а также сохраняет за собой ответственность за осуществление инвестиций, работ по ремонту и модернизации. Тем самым ограничивается не только прибыль предприятий энергетики, но и их возможности по самофинансированию и проведению активной инвестиционной политики.

Правительство через НХК «Узбекнефтегаз» и ГАК «Узбекэнерго» по-прежнему контролирует весь процесс производства, транспортировки и распределения энергии и энергоносителей. Это обуславливает сохранение монополизма в отрасли, отсутствие конкуренции и стимулов у предприятий энергетического сектора к повышению эффективности своей деятельности.

Политика приватизации в секторе пока не дала эффекта. Помимо политических и иных рисков, система регулируемых цен не обеспечивала достаточную норму возврата капитала и делала сектор непривлекательным



для инвесторов. Более того, неуспех политики приватизации был обусловлен сохранением за правительством контрольных пакетов акций предприятий энергетики, недостатком внутренних частных сбережений для приватизации каких-либо значительных объектов энергетики, а также недостаточным доверием со стороны иностранных инвесторов, которые могли бы предоставить средства, технологии и знания в области управления, необходимые для модернизации энергетического сектора.

### **Ценовая политика и ее влияние на энергетический сектор.**

Политика перекрестных субсидий и регулируемых цен на электроэнергию и энергоносители являлась одним из ключевых инструментов политики на предыдущих этапах экономических реформ. Однако на сегодня именно ценовая политика, наряду с низкой платежной дисциплиной и недостаточным вниманием к энергосбережению, привела к сложной ситуации в энергетическом секторе, которая может негативно повлиять на темпы экономического роста.

Реформы, основанные на системе регулирования цен, не позволили создать динамичный энергетический сектор, который был бы прибыльным, конкурентным и финансово здоровым, а также обладал видением долгосрочных перспектив развития. Формирование цен на энергоресурсы проводится по затратному принципу на основе издержек добычи, переработки, транспортировки и сбыта, а также с учетом налогообложения доходов. При этом в текущих ценах не учитываются долгосрочные инвестиционные потребности предприятий.

Административный механизм ценообразования лишает энергетический сектор возможности гибко реагировать на сигналы рынка, например на колебания мировых цен. В частности, в случае с нефтепродуктами, через низкие цены фактически осуществляется субсидирование экономик соседних стран, куда контрабандой вывозятся нефтепродукты<sup>44</sup>.

Остается не решенной проблема неплатежей за продукцию энергетических отраслей. Наиболее актуальна проблема неплатежей для предприятий, находящихся в собственности государства, которым энергетические компании обязаны осуществлять поставки без соответствующей предоплаты или с отсрочкой платежей. В частности, основными задолжниками «Узбекэнерго» являются ГАК «Узкимесаноат», Минсельводхоз, АГМК, ГАО «ТАПОиЧ».

Платежи за электроэнергию в коммунальном секторе, согласно официальным данным, пока не являются проблемой. Однако это может быть связано с хищениями, которые списываются на технологические потери.

Сложившаяся на сегодня структура цен на основные виды энергетических ресурсов на внутреннем рынке не соответствует особенностям потребительских качеств различных видов топлива. Так, в 2001-2005 годах цены на газ и нефть в условном исчислении оставались значительно ниже цен на уголь, что прямо противоположно ситуации в рыночных экономиках. В результате, промышленные потребители и коммунальный сектор продолжают ориентироваться на использование дешевого природного газа. Так, свыше 50% всего добываемого природного газа потребляется внутри страны.

Проводимые в последние годы периодические повышения цен не способствовали улучшению финансовой ситуации предприятий энергетики в той степени, которая необходима для устойчивого функционирования в долгосрочной перспективе. Повышение цен на энергию и энергоносители в период 2000-2004 годов позволило увеличить рентабельность в электроэнергетике с отрицательного значения -12,2% в 2000-м до 8% в 2004 году. Однако в последние годы в электроэнергетике прогнозные показатели по привлечению инвестиций в отрасль систематически не выполнялись.

Согласно Программе развития электроэнергетики на период до 2010 года, в электроэнергетику планировалось инвестировать около 1,2 млрд. долларов. Из них 500 млн. долл. предполагалось обеспечить за счет

<sup>44</sup> Особенностью бензина и других нефтепродуктов является то, что их контрабанду за рубеж осуществлять гораздо легче, чем природного газа и электричества.



### Врезка 5. Соотношения цен на основные энергоресурсы

Согласно методике Международного энергетического агентства, оптимальные ценовые соотношения на различные виды топлива (уголь, газ, нефть) при принятии угля за единицу должны быть: 1,0:1,6:1,8. В Узбекистане это соотношение значительно отличается: 1,0:0,8:0,7. По оценкам экспертов, на электростанциях, как самых крупных потребителей топлива, конкуренция между газом и углем станет возможной только в том случае, если рыночная цена угля будет по крайней мере на 25-35% ниже цены газа.

средств предприятий отрасли, однако в первые четыре года было инвестировано только 80-85 млн. долларов.

Аналогичные тенденции характерны и для нефтегазового сектора, где рентабельность остается на уровне 12-14%. Инвестиции в нефтегазовом секторе осуществлялись более интенсивно и за последние 10 лет составили более 8 млрд. долл., из которых 25% составляют иностранные кредиты и прямые инвестиции<sup>45</sup>. Однако низкий уровень мобилизации ресурсов в отрасли продолжает оставаться вызовом для правительства при реализации инвестиционных планов в секторе. По оценкам экспертов, Узбекистану потребуется дополнительно привлечь около 1,5 млрд. долл. в разведку и разработку новых месторождений нефти и природного газа.

**Структурные реформы.** Энергетический сектор фактически остается полностью в государственной собственности. Государство через НХК «Узбекнефтегаз» и ГАК «Узбекэнерго» по-прежнему контролирует весь процесс производства, транспортировки и распределения энергии и энергоносителей, а также распределение финансовых потоков в энергетическом секторе. Это обуславливает сохранение монополизма в отрасли, отсутствие конкуренции и стимулов у предприятий энергетического сектора к повышению эффективности своей деятельности. Хотя предприятия энергетического сектора преобразованы в акционерные компании и созданы предпосылки для проведения более глубоких реформ, нефтегазовый сектор и электроэнергетика фактически остаются вертикально интегрированными монополиями, находящимися в собственности и под управлением государства.

С одной стороны, этому есть объективные причины. Узбекистан пока не имеет развитых рыночных, судебных и управленческих институтов, которые позволили бы в полной мере реализовать возможности контрактных форм взаимодействия и рыночных механизмов управления сектора. В этой связи правительство продолжает играть ключевую роль в централизованном управлении сектором.

Но, с другой стороны, преобразования не были достаточно интенсивными, чтобы привести к формированию сектора, в котором действовали бы конкурентоспособные, финансово состоятельные, свободные от чрезмерного внешнего вмешательства предприятия, осознающие свои долгосрочные перспективы. В результате текущая ситуация характеризуется:

- конфликтом интересов между коммерческими целями компаний и общегосударственными интересами в сфере социально-экономического развития, возникающим в силу сохранением за правительством как хозяйственных функций, так и функций управления;
- чрезмерной централизацией управления финансовыми потоками, в результате чего компании не могут контролировать доходы от поставок энергии, регулировать цены для покрытия всех издержек и административных расходов или же гибко реагировать на конъюнктуру рынка. Проблема неплатежей решается путем специальных схем взаимозачетов, что порождает тенденции к еще большей централизации управления в секторе. При этом монополизм в производстве, транспортировке и распределении энергии и энергоносителей, отсутствие конкуренции и жестко регулируемые

<sup>45</sup> Абдурахманов С., начальник Главного управления по перспективному развитию нефтегазовой отрасли и внешнеэкономическим связям НХК «Узбекнефтегаз». «Привлечение иностранных инвестиций – приоритетное направление в развитии нефтегазовой отрасли Узбекистана». Международная конференция «Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы». – Ташкент, 6-7 декабря 2005 года.

цены лишают энергопроизводителей стимулов к снижению издержек производства, повышению качества продукции и услуг;

- высокими потерями, обусловленными не только устареванием оборудования, но и хищениями. У предприятий энергетического сектора, в особенности в нефтегазовом комплексе, отсутствуют реальные стимулы к модернизации систем контроля и учета потребления (как непосредственно у потребителей, так и по всей цепочке «производство-потребление»). В результате отсутствует возможность точно измерить масштабы коммерческих потерь. Однако это позволяет списывать хищения на технологические расходы.

## 8. Энергетический сектор и будущее Узбекистана

Нет сомнений, что энергетический сектор является ключевым для экономики Узбекистана. С одной стороны, энергетический сектор является крупным экспортером (ожидается, что только экспорт природного газа в 2006 году принес 650-700 млн. долл.), приносящим значительные доходы и помогающим финансировать социально значимые проекты. Он также обеспечивает функционирование практически всех остальных секторов, влияя таким образом на потенциал роста экономики в целом.

Углеводороды сегодня превратились в важный фактор международных политических и экономических отношений. В ближайшие 10-15 лет энергетические ресурсы Центральной Азии могут сыграть если не решающую, то очень важную роль в развитии региональных энергетических рынков, прежде всего в Азии и Европе. Влияние Узбекистана на региональном энергетическом рынке будет во многом зависеть от экспортных возможностей страны.

С другой стороны, устойчивое энергоснабжение есть непереносимое условие устойчивого экономического роста и социально-экономического развития. В этом контексте энергетический сектор следует рассматривать как инструмент промышленной политики, призванный удовлетворять потребности растущей экономики в энергии по доступным ценам и способствовать развитию неэнергетических секторов. Это особенно актуально в связи с ограниченностью запасов углеводородов.

Кроме того, углеводороды являются сырьем для химической промышленности, в частности производства различных химикатов, пластмасс и удобрений, которые могут потребляться другими отраслями внутри страны. Тем самым могут создаваться новые производства и рабочие места, сокращаться потребность в импорте химических материалов. При этом нефтехимическая продукция и продукция смежных отраслей может также экспортироваться, принося дополнительные доходы.

Фактически на протяжении всего периода реформ правительство активно использовало энергетический сектор как инструмент промышленной политики. Всемерно наращивалось производство первичных энергоносителей, потребителям предоставлялись субсидии через низкие цены на энергию. При этом интересы развития самого энергетического сектора иногда оставались на втором плане. Однако в ближайшие 5-10 лет первоочередной задачей промышленной политики должно стать повышение эффективности и конкурентоспособности самого энергетического сектора, чтобы обеспечить устойчивое энергоснабжение быстрорастущей экономики.

Наметившийся экономический рост неизбежно повлечет увеличение спроса на энергоресурсы, что может привести к возникновению дефицита энергии. Этому будут способствовать сокращение ресурсной базы энергетики, высокая энергоемкость экономики и низкая диверсификация энергетического баланса.

В этой связи необходим ряд первоочередных преобразований в институциональном устройстве сектора и механизмах формирования внутренних цен на энергоресурсы. Не менее важны модернизация энергетического сектора, замена устаревших энергосистем, ввод новых





мощностей и совершенствование методов управления.

Важной долгосрочной задачей остается диверсификация энергетического баланса за счет сокращения в нем доли природного газа и вовлечения угля и возобновляемых источников энергии.

В этой связи требуется разработка долгосрочной политики для стимулирования изменений в поведении производителей и потребителей энергии. Предпосылкой для создания стабильного энергетического сектора является формирование устойчивых рынков традиционных энергоносителей и альтернативных источников энергии. Кроме того, как стране со значительными запасами урана, Узбекистану следует рассматривать и возможность развития атомной энергетики, даже несмотря на то, что объем необходимых финансовых вложений в эту сферу может представлять значительную проблему.

## 9. Основные выводы и рекомендации

Не существует какой-либо универсальной модели развития, которая позволяла бы гарантированно добиться успеха в развитии энергетического сектора. Однако международный опыт предлагает набор инструментов, позволяющих решать задачи, стоящие перед Узбекистаном.

### 9.1. Направления и варианты экономических реформ

Основной задачей экономических преобразований в энергетическом секторе Узбекистана является повышение финансовой устойчивости национальных компаний и стимулирование инвестиций в развитие инфраструктуры и сырьевой базы энергетики, включая возобновляемые источники энергии. Решение этой задачи заключается, прежде всего, в правильной ценовой политике на рынке энергоресурсов и четко просчитанной политике налогообложения. Кроме того, важно стимулирование внедрения новых энергосберегающих технологий в энергетическом секторе и других отраслях экономики.

Повышение тарифов является одним из ключевых условий укрепления финансовой устойчивости предприятий энергетики и привлечения инвестиций в сектор. Ценовая политика также останется важной составляющей политики энергосбережения. В этой связи, в перспективе необходимо обеспечить:

- поддержание цен на энергоносители и электроэнергию на уровне, позволяющем покрывать долгосрочные предельные издержки предприятий сектора;
- устранение ценовых искажений на рынке первичной энергии, приближение цен на энергоносители к их оптимальному уровню, учитывающему теплотворную способность различных энергоносителей и ситуацию на международных рынках.

Достичь этого представляется возможным путем внедрения механизма ценообразования на нефть и природный газ на основе динамики цен мирового рынка, а не на основе издержек, нормативной рентабельности и начисляемых налогов. Это должно будет обеспечить большую гибкость в реакции на изменение экономических и горно-геологических условий инвестирования в работы по поиску, освоению и добыче ресурсов углеводородного сырья. Кроме того, рыночный механизм ценообразования является неотъемлемой частью политики развития конкурентной среды в энергетическом секторе. При этом изъятие сверхприбылей должно будет осуществляться через налоговые инструменты, например акцизы, которые можно гибко менять.

На первых этапах правительство может разработать план устранения ценовых искажений на энергетических рынках, осуществляя регулирование цен по принципу «издержки плюс», и продолжить субсидирование неэнергетических отраслей через цены на энергоносители и электроэнергию, постепенно сокращая размер субсидий. В частности, субсидии могут сохраняться для предприятий отдельных секторов с тем, чтобы



стимулировать их развитие. Хотя развитые страны выступают за устранение субсидирования через энергетические цены, развивающиеся страны активно используют этот инструмент для поощрения энергопотребления и развития промышленности. Одним из примеров является Малайзия, где отдельные отрасли промышленности получают электроэнергию по субсидируемым ценам.

Однако игнорирование рыночных принципов может породить неожиданные искажения и нежелательные экономические последствия. В этой связи наилучшим вариантом является продвижение к рынку с наименее возможными нарушениями рыночных принципов. В любом случае, промышленная политика должна осуществляться не только путем регулирования цен на энергоресурсы, а на основе достаточно широкого набора экономических и институциональных мер.

Устранение ценовых искажений на энергетических рынках должно способствовать оптимизации структуры спроса на электроэнергию и энергоносители, в частности снижению потребления газа и более широкому вовлечению в энергетический баланс угля и возобновляемых источников энергии. Рост цен также будет способствовать энергосбережению. Однако выравнивание сложившихся на сегодня диспропорций потребует поддержания достаточно высоких среднегодовых темпов роста цен, прежде всего на нефть и нефтепродукты, а также повышения эффективности использования энергоресурсов.

В свою очередь, налоговая политика будет призвана решить ряд следующих задач.

- Стимулирование инвестиций в разведку и добычу энергоресурсов. Это потребует внедрения специального налогообложения предприятий энергетики, учитывающего особенности динамики цен внешнего рынка в целях стимулирования инвестиций в освоение новых месторождений. Более гибкая система налогообложения будет необходима и в целях регулирования сверхприбылей энергетических компаний при росте цен на энергоносители. Сегодня же в Узбекистане существует единая налоговая система для всех отраслей экономики, которая практически не учитывает специфические особенности добывающей промышленности. Это отрицательно сказывается на финансовом состоянии нефтегазодобывающих предприятий.
- Поддержка энергоемких производств при переходе на более высокие цены и устранении перекрестного субсидирования. Необходимо, чтобы процесс повышения внутренних цен на энергоносители осуществлялся гибко с учетом конкурентоспособности неэнергетических отраслей и их способности проводить структурные и технологические сдвиги. В этой связи для энергоемких отраслей, где расходы на энергию составляют более 10-12% себестоимости, повышение цен может компенсироваться снижением налога на добавленную стоимость.
- Стимулирование инвестиций в энергосберегающие технологии и оборудование. Как показывает мировой опыт, для проведения эффективной политики энергосбережения необходимы дополнительные экономические стимулы и санкции с тем, чтобы мотивировать производителей и потребителей энергии. В качестве таких мер и стимулов можно предложить: освобождение от налога на прибыль инвестиций в энергосберегающие мероприятия и технологии; предоставление возможности проведения ускоренной амортизации энергосберегающего оборудования в целях снижения налогового бремени на предприятия; формирование фондов льготного кредитования энергосберегающих мероприятий.

## **9.2. Направления и варианты институциональных реформ**

Дальнейшие институциональные преобразования должны обеспечить большую эффективность энергетического сектора в интересах всего развития экономики. Возможные подходы к таким реформам во многом определяются уровнем экономического развития и стоящими перед страной задачами в социально-экономической сфере. Не менее важным является модель



управления экономикой в целом и сложившиеся взаимоотношения между правительством и крупным бизнесом.

Классическим либеральным рецептом, который пропагандируется международными организациями и приветствуется западными инвесторами, является проведение реформ, направленных на:

- развитие систем корпоративного управления;
- демонополизацию и развитие конкуренции на внутренних энергетических рынках;
- приватизацию и развитие частного сектора.

С одной стороны, это направлено на получение доступа на рынки развивающихся стран и к их энергоресурсам, обеспечение гарантированных поставок энергоресурсов на долгосрочную перспективу. При определенном стечении обстоятельств международные корпорации могут рекомендовать такие меры исключительно в своих собственных интересах.

Но, с другой стороны, либерализация является необходимым условием для получения более широкого доступа к иностранным инвестициям и кредитам, обеспечения выхода национальных компаний на международные рынки капитала, а также привлечения иностранных партнеров и новых технологий в национальный энергетический сектор. Кроме того, либерализация и расширение участия частного капитала является ключевым фактором повышения эффективности работы энергетического сектора.

В противовес либеральному подходу существует мнение о целесообразности сохранения полного государственного контроля в энергетике и монополии национальных компаний (по крайней мере, их приоритетного права) на разработку национальных богатств. Консолидация также позволяет национальным нефтегазовым компаниям достигать экономии на масштабе и повышать свою конкурентоспособность на международных рынках.

Специфическим сектором является электроэнергетика, где на сегодня существуют различные модели институционального устройства. Во многих странах реформирование электроэнергетики осуществляется в направлении усиления конкуренции и введения рыночных отношений. В этой связи остается открытым вопрос, какая модель является наилучшей для развития сектора. Несомненно, что возможности для расширения участия частного сектора на энергетических рынках существуют и каждая страна выбирает наилучшее для себя сочетание между полностью частным и полностью государственным энергетическим сектором.

Тем не менее, сложность при выборе наилучшей модели реформ в электроэнергетике заключается в необходимости осуществления масштабных инвестиций в инфраструктуру и генерирующие мощности. В случае сохранения государственного контроля и монополизма в отрасли, реализация этих вложений будет возможна только за счет средств государственного бюджета или иностранных кредитов под гарантию правительства. Либерализация, в свою очередь, не гарантирует, что необходимые инвестиции будут полностью осуществлены частным сектором или иностранными инвесторами. Однако либерализация позволит правительству сократить нагрузку на бюджет, привлекая частные и иностранные инвестиции для развития энергетики.

Поскольку энергетический сектор жизненно важен для всей экономики, важнейшим элементом его институционального устройства является возможность осуществлять планирование развития энергетики и экономики в целом. Однако в оптимально организованном энергетическом секторе такое планирование не может оставаться в сфере исключительной ответственности государственных органов, поскольку в секторе будут присутствовать как государственные, так и частные предприятия. В этой связи важно, чтобы квалифицированные специалисты из государственных структур, академических кругов и гражданского общества были вовлечены в разработку регулятивных норм развития национального энергетического сектора, который будет ориентирован как на достижение коммерческих целей, так и на реализацию общественных интересов. Не менее важным





## Врезка 6. Модели развития электроэнергетики

Структурные преобразования в направлении усиления конкуренции и введения рыночных отношений в электроэнергетике стали осуществляться в разных странах мира в конце 90-х годов. С точки зрения организации управления различаются четыре основные модели структурирования электроэнергетики.

**Модель 1.** Монополия на всех уровнях. Производители электроэнергии не конкурируют между собой, и никто не имеет права выбора производителя электроэнергии. Одна компания имеет монополию на производство электроэнергии и доставку ее по передающей сети к распределительным компаниям или конечным потребителям в зависимости от наличия или отсутствия распределительных компаний. В монополярной модели потребители снабжаются энергокомпанией, на которую возложена эта обязанность. Эта форма вертикально интегрированной организации позволяла в течение долгого времени осуществлять развитие широкомасштабных передающих систем и строительство крупных электростанций. Она также позволяет правительствам решать такие общественные задачи, как оказание субсидий бедным территориям, осуществление сельской электрификации, развитие новых технологий и др. Именно такая модель управления функционирует в Узбекистане.

**Модель 2.** Единый покупатель. Имеется один покупатель (государственное агентство), который имеет возможность выбора между рядом генерирующих компаний и поддерживает конкуренцию между ними. Единый покупатель имеет монополию на передающие сети и продажу электроэнергии распределительным компаниям или конечным потребителям в зависимости от наличия или отсутствия распределительных компаний. Эта модель также позволяет правительству решать общественные задачи и позволяет избежать ряда затрат, присущих более дерегулированным системам, например издержек введения рынка электроэнергии, регулирования инвестиций в инфраструктуру и т.д.

Такая модель требует долгосрочных контрактов между покупателем и независимыми производителями энергии. В этом случае независимые производители гарантируются против рыночного риска, в основе контрактов лежит стоимость производства электроэнергии. Рыночный и технологический риск ложится на потребителей через единого покупателя. Изолируя в определенной степени собственников электростанций от действия рыночных сил, эта модель оставляет много возможностей выбора (например, когда, где и что построить) в руках центральных планирующих органов. Модель с единым покупателем, также как и модель 1, используется много лет в различных странах мира.

**Модель 3.** Конкуренция на оптовом рынке. Распределительные компании, занимающиеся розничной торговлей, покупают электроэнергию непосредственно у производителей и доставляют ее через передающую сеть потребителям. Распределительные компании обладают монополярным правом на электроснабжение конечных потребителей. Однако имеется открытый доступ к передающей сети производителей электроэнергии и распределительных компаний. В этой модели конкуренция может расширяться так, что все производители будут в состоянии продавать электроэнергию многим потребителям. Большое число покупателей делает рынок более конкурентным и динамичным. Владельцы электростанций станут тщательнее подходить к новым инвестициям, при этом увеличение риска для владельцев электростанций увеличивает стоимость их капитала. Оптовая конкуренция также увеличивает стоимость осуществления сделок, требуя рыночных и сетевых соглашений. Эта модель исключает руководящую роль правительства при выборе новых технологий по производству электроэнергии.

**Модель 4.** Все потребители имеют право выбора своего поставщика электроэнергии. Государство лишь обеспечивает для производителей и потребителей равный доступ к передающей и распределительной сети, а также регулирует рынок рыночными инструментами.

является повышение возможностей национальных аналитических структур по разработке долгосрочных политики и стратегий развития.

На пути к формированию оптимальной организационной структуры в энергетическом секторе, включая соотношение частных и государственных предприятий, потребуется создание государственного регулирующего органа, который бы смог обеспечить выполнение следующих задач:

- создание систем управления энергетическим сектором и регулирования рынков путем трансформации институтов, либерализации сектора и ликвидации монополий;
- полноценное обеспечение интересов государства в крупных инвестиционных соглашениях и международных энергетических проектах;
- координирование частных энергетических компаний с тем, чтобы обеспечивать их взаимодействие с правительством по актуальным вопросам развития, в частности по вопросам ценовой политики и налогообложения.

### 9.3. Рекомендуемые меры политики

В обозримой перспективе энергетический сектор в Узбекистане продолжит нести значительную социально-экономическую нагрузку. При этом любые резкие изменения, как, например, повышение цен на энергоносители и электроэнергию без обеспечения адекватного роста доходов населения, неизбежно приведут к социальному недовольству и антирыночным настроениям и даже к политической нестабильности. Более того, важнейшими вопросами для Узбекистана остаются проблемы поддержания и модернизации энергетической инфраструктуры, а также



модернизации промышленности и сельского хозяйства, для решения которых необходимы значительные финансовые ресурсы.

**Краткосрочные приоритеты.** Возможности для реформ в краткосрочном периоде достаточно ограничены в силу социально-экономических факторов и недостатка институтов, способных катализировать реформы с учетом долгосрочных перспектив развития. В этой связи, в ближайшие 2-3 года представляется необходимым заложить основу для дальнейших реформ в энергетическом секторе, направленных на его либерализацию.

В краткосрочной перспективе основной фокус в политике правительства должны быть сделаны на следующих мерах.

1. В ценовой политике необходимо будет постепенно довести цены на энергию, прежде всего на электроэнергию и природный газ, до уровня, покрывающего долгосрочные предельные издержки предприятий энергетики. В частности, необходимо поддержание тарифов на уровне, обеспечивающем положительную рентабельность и инвестиционную привлекательность в тех секторах, которые предназначены для приватизации в первоочередном порядке. Кроме того, необходимо начать выравнивание ценовых диспропорций на энергетических рынках, что должно осуществляться за счет мероприятий по сокращению себестоимости угля и повышению цен на природный газ, нефть и нефтепродукты. Важным фактором при любом механизме ценообразования на энергоносители и электроэнергию является его прозрачность и прогнозируемость для частного сектора. В этой связи необходимо внедрять практику опубликования кратко- и среднесрочных прогнозов изменения цен на энергию, например в рамках подготовки и утверждения государственного бюджета.
2. Налоговая политика должна быть направлена на сокращение налогового бремени на предприятия энергетики. Это может снизить поступления в бюджет, но позволит в определенной мере сдерживать рост цен на энергию, что будет положительно сказываться на неэнергетических секторах. В сфере налоговой политики также важно обратить внимание на создание системы стимулов для энергосбережения в энергетическом секторе и неэнергетических секторах экономики.
3. Повышение платежной дисциплины среди основных потребителей электроэнергии и энергоресурсов. В частности, необходимо отменить нормативно-правовые акты, разрешающие отдельным потребителям отсрочивать платежи. Реализовать такие меры необходимо постепенно (например, в течение 1-1,5 лет) с тем, чтобы дать предприятиям возможность приспособиться к новым условиям деятельности.
4. Внедрение энергосберегающих технологий в энергетическом секторе и остальной экономике, прежде всего промышленности и сельском хозяйстве, потребует значительных финансовых ресурсов как со стороны государства, так и частного сектора. В этой связи представляется необходимым разработку специальных инвестиционных программ модернизации производств в основных энергопотребляющих отраслях, предусматривающих государственно-частное партнерство. Ключевой задачей является сокращение энергопотребления на крупнейших предприятиях страны, рассматриваемых как имеющих стратегическое значение и фактически находящихся в собственности государства. Реализация энергосберегающих мероприятий на этих предприятиях потребует значительных инвестиционных вложений. Эта проблема может быть решена за счет приватизации этих предприятий при выдвигании условий реализации инвесторами энергосберегающих программ в партнерстве с правительством. Со стороны государства финансирование энергосберегающих мероприятий может осуществляться через Фонд реконструкции и развития, а также Фонд энергосбережения.



5. В институциональной сфере необходимо направить усилия на разделение естественно-монопольных от потенциально конкурентных видов деятельности в энергетическом секторе, а также дальнейшей либерализации конкурентных сегментов в целях повышения их инвестиционной привлекательности для отечественного и иностранного капитала. Как в электроэнергетике, так и нефтегазовой сфере конкурентным сегментом является распределение. Привлечение на конкурсной основе частных фирм к оказанию услуг по сбыту природного газа и электроэнергии населению и промышленным потребителям позволит сократить потери энергии (как коммерческие, так и отчасти технологические). Сбытовые компании должны работать в условиях равной конкуренции. Конкуренция в этой сфере обеспечивается путем создания равных условий всем ее участникам, когда доходная часть деятельности зависит от объема реализованной продукции, который в свою очередь зависит от своевременности взаиморасчетов за услуги по доставке электроэнергии.

**Средне- и долгосрочные приоритеты.** В средне- и долгосрочной перспективе приоритетами для правительства также должны остаться вопросы ценовой политики и институциональных реформ. Их решение потребует более глубоких преобразований в энергетическом секторе и экономике в целом.

1. В интересах устойчивого развития энергетического сектора Узбекистану необходимо стремиться к тому, чтобы цены на электроэнергию, газ, уголь и в особенности нефть и нефтепродукты регулировались преимущественно рыночными механизмами. Совершенствование тарифной политики будет стимулировать энергетические предприятия к инвестициям в реабилитацию и модернизацию инфраструктуры. Более того, существует необходимость привлечения капитала и инвестиций в энергетический сектор, а также повышения финансовой устойчивости энергетических предприятий. Правильная ценовая политика также будет способствовать наращиванию темпов приватизации. Устанавливаемые цены должны будут обеспечить приемлемую для частного и иностранного капитала рентабельность энергетических компаний. В свою очередь, институциональные преобразования в энергетическом секторе должны будут обеспечить более либеральную регулятивную среду и условия для развития корпоративного управления.
2. В электроэнергетике структурно-институциональные преобразования должны быть направлены на завершение разделения сфер производства, передачи и сбыта электроэнергии, что является общепринятой в мире моделью. Отдельные элементы разделения уже имеются: создано унитарное предприятие по транспортировке электроэнергии «Узэлектросеть», акционированы все предприятия по распределению электроэнергии и часть тепловых электростанций. В конечном итоге, речь идет о выделении из состава ГЭК «Узбекэнерго» нескольких генерирующих компаний и формировании оптового, а в последующем и розничного рынков электроэнергии. В свою очередь, «Узбекэнерго» должно стать АО с контрольным пакетом в руках государства, которое будет обеспечивать доступ к передающей инфраструктуре третьим сторонам. В целях повышения инвестиционной привлекательности генерирующих компаний, государству необходимо отказываться от контрольных пакетов в этих акционерных обществах. При этом в руках у государства остаются рычаги влияния на энергетические компании в виде регулирования доступа к сетям передачи, тарифов и технических нормативов.
3. В нефтегазовом секторе также необходимо создавать условия для развития конкуренции и привлечения частного и иностранного капитала. Оставаясь проводником национальных интересов в сфере



энергетической безопасности, НХК «Узбекнефтегаз» должна превратиться в хозяйствующий субъект, функционирующий на основе принципов корпоративного управления, свободный от функций государственного управления, способный самостоятельно проводить все виды работ, начиная с поиска, разведки месторождений нефти и газа, их введения в эксплуатацию, завершая переработкой и реализацией готовой продукции. Необходимо создавать условия для того, чтобы НХК «Узбекнефтегаз» в перспективе могла успешно конкурировать с иностранными энергетическими компаниями на внутреннем и региональном рынках.

В качестве задачи на среднесрочную перспективу следует рассматривать создание государственного регулирующего органа в сфере энергетики. Создание такого регулирующего органа освободит национальные энергетические компании от функций государственного управления и позволит им сосредоточиться преимущественно на коммерческой деятельности. При этом государственный орган не должен отвечать за результаты хозяйственной деятельности энергетических компаний или влиять на их кадровую политику, он должен сфокусироваться на вопросах стратегического планирования и регулирования развития сектора. В частности, задачами этого госоргана могут стать:

- определение, корректировка и реализация долгосрочной энергетической стратегии в увязке интересов развития электроэнергетики и нефтегазового комплекса с перспективами экономики в целом;
- обеспечение недискриминационного доступа производителей и сбытовых компаний к инфраструктуре;
- разработка долгосрочных инвестиционных планов, в том числе с привлечением зарубежных партнеров;
- разработка и корректировка тарифной политики на энергетическом рынке;
- проведение конкурсов на разработку перспективных месторождений;
- стимулирование эффективного использования энергии во всех секторах экономики.