

3. Краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития топливно-энергетического комплекса в странах региона.

3.1. Казахстан

Роль угля в качестве основного энергоресурса для внутреннего потребления является важным фактором, который позволяет Казахстану экспортировать большую часть добытой нефти.

Таблица 3.1.

Внутреннее потребление энергоресурсов Казахстана по видам топлива, 1993-2001 годы (млн. т.у.т. и %)

	1993	1994	1995	1996	1997	2001
Всего (млн. т.н.э.)	40,6	33,9	27,4	23,4	20,2	21,5
<i>как % от общего</i>						
Нефтепродукты	33,7	31,6	29,9	33,3	34,7	35,3
Уголь	35,5	38,9	32,1	30,3	30,2	27,3
Газ	15,0	15,0	21,5	19,2	17,8	20,0
Электричество	15,8	14,5	16,1	16,7	17,3	17,0
Другое			0,3	0,3	0,4	0,4

Приведенные данные свидетельствуют о снижении потребления угля на внутреннем рынке за счет роста потребления газа и нефтепродуктов.

В 1990-2003 годах добыча угля в Казахстане снизилась на 55%. В 2000-2001 годах наблюдался небольшой подъем в добыче, однако в 2002 году объем производства снова снизился. Лишь в 2003 году объем добытого угля вырос на 14,8%, до 84,7 млн. т.

Добыча угля в Казахстане, 1990-2003 годы

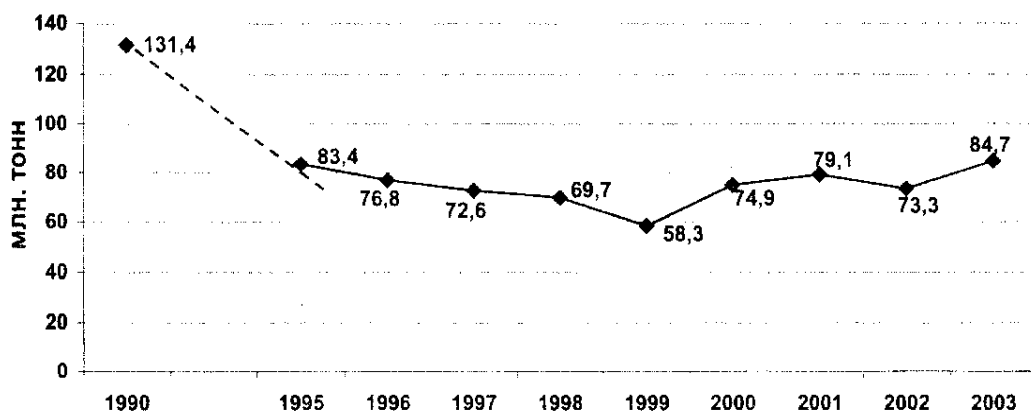


Рис. 3.1.

Источник: Топливо-энергетический баланс до 2010 года, Институт экономических исследований: Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2015 года, Институт экономических исследований. Приведенные данные отличаются от оценок МЭС, 2002 однако показывают тенденции спада добычи в период 1990-1999 гг. и наметившуюся тенденцию роста 2000-2003 гг.

Каменный уголь и антрацит составляли около 97% общей добычи угля в 2001 году, бурый уголь (лигнит) - оставшиеся 3%. Добыча коксующегося угля составляла 17%, энергетического - 83%.

Добыча угля сконцентрирована в двух основных бассейнах Карагандинском и Экибастузском (95% общей добычи угля). Казахстанский уголь известен своей высокой зольностью. Около 70% добычи угля приходится на шахты, остальные 30% добывается - открытым способом. Весь уголь из Экибастуза идет на выработку электроэнергии. Карагандинский уголь используется для производства стали и выработки тепла.

Казахстан является нетто-экспортером угля, несмотря на то, что производство упало в последние годы из-за сокращения рынков сбыта в бывших советских республиках. Хотя себестоимость добычи угля низкая, рентабельность экспорта осложняется высокими транспортными издержками¹¹. Российские потребители энергетического и коксующегося углей уже снизили объёмы импорта из Казахстана из-за расходов на транспортировку. Казахстан экспортирует уголь в Россию, Украину, и Кыргызстан. Россия остаётся основным потребителем казахстанского угля. В марте 2001 года Россия объявила о своем намерении покупать 25-35 млн. тонн угля в год в Казахстане. В ноябре 2000 года Казахстан договорился об экспорте 50 млн. тонн угля и другого топлива в год в Кыргызстан в обмен на 650 млн. кВт электричества (Департамент энергетики США).

Добыча угля по типу, 2001 год

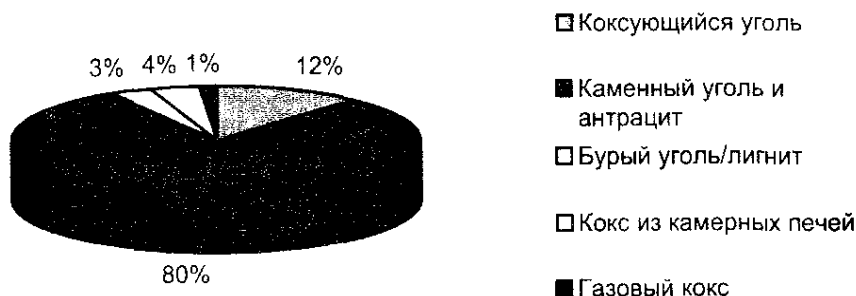


Рис. 3.2.

Источник: рассчитано по данным МЭА Потребность в угле

¹⁰ В Караганде уголь добывается в шахтах, а в Экибастузе – открытым способом

¹¹ Например, стоимость угля Экибастуза составляет 2,5 долл. США на тонну, но при этом 3-5 долл. уходят на транспортировку в Россию и около 50 долл. США – в Роттердам (Европейский центр хранения угля) (Доклад ООН).

Со времени обретения Казахстаном независимости потребность в угле и выработке электроэнергии значительно сократилась; выработка электроэнергии снизилась на 37%, а потребление угля - на 41%, с 84,4 млн. тонн в 1990 году до 50 млн. тонн в 2001 году. С 1990 по 1999 годы доля угля оставалась на уровне 55-60% суммарного потребления первичной энергии и находилась на одном уровне с общим спадом в потребности энергии в этот период. Однако в 2001 году доля угля в совокупном потреблении первичной энергии снизилась до 52,3% (60% в 1990 году). Удельный вес угля в общем объёме конечного потребления упала до 27,3% (или 5,8 млн. т.н.э.) с 35,5% в 1993 году. Главным потребителем угля был энергетический сектор - (65% общего объёма внутренних поставок угля), затем следуют промышленность (16%), домашние хозяйства (2%), транспорт (1%) и сельское хозяйство (1%).

Потребление угля по секторам, 2000 год (%)



Рис. 3.3.

Источник: рассчитано по данным Топливо-энергетического баланса, Институт экономических исследований

3.2. Киргизия

Энергетическая политика Кыргызской Республики осуществляется в соответствии с Законом Кыргызской Республики «Об энергетике» через реализацию Национальной Энергетической программы на перспективу до 2005 года. В соответствии с этой программой и программой КОР главной целью энергетической стратегии является развитие топливно-энергетического комплекса, которое обеспечило бы энергетическую независимость республики, полное и надежное энерго- и топливоснабжение потребителей на основе подъема собственной энергетической базы. Это направление предусматривает дальнейшее освоение гидроэнергетического потенциала бассейна реки Нарын с сооружением Камбаратинской ГЭС № 1 и № 2 суммарной мощностью 2260 МВт и реализацию Программы развития малых гидроэлектростанций (ГЭС) и нетрадиционных видов источников энергии (НВИЭ) с постепенным увеличением потребления электроэнергии на цели электроотопления и электропищеприготовления и вытеснения импортируемого топлива

Программа развития энергетического комплекса включает следующие ключевые позиции.

До 2005 года:

- Обеспечить эффективную эксплуатацию турбоагрегатов на ТЭЦ г. Бишкек.
- Завершить строительство Таш-Кумырской и Шамалды-Сайской ГЭС.
- Завершить строительство Камбаратинской ГЭС-2 мощностью 360 МВт со среднегодовой выработкой 1,1 млрд кВт*ч электроэнергии. Ввод этих мощностей обеспечит дополнительную выработку электроэнергии в объеме 2,2 млрд кВт*ч с увеличением производства электроэнергии к 2005 г. в целом по республике до 15,055 млрд кВт*ч с сохранением экспорта электроэнергии в объеме 1,9 млрд.кВт.ч.
- Развивать малую гидроэнергетику за счет реконструкции существующих малых ГЭС каскада восьми Аламединских и Кеминских ГЭС; восстановить и реконструировать 20 существовавших ранее (до централизации) малых ГЭС.
- Использовать нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ): строительство гелиостанций с установкой фотоэлектрических преобразователей; микроГЭС; ветроэлектрических агрегатов.

В угольной промышленности увеличение объемов добычи угля предполагается осуществлять за счет расширения открытого способа добычи угля до 80 % от общей добычи разработкой буроугольного месторождения Кара-Кече после 2005 г. до 1,5 млн тонн ежегодно; поддержания на 30%-ном уровне добычи на существующих угольных предприятиях. В соответствии с правительственной Программой развития угольной промышленности добыча угля в 2005 г. достигнет 1635 тыс. тонн. Для покрытия потребности в угле потребуется импортировать до 1650 тыс. тонн.

В нефтегазовой промышленности предусматривается увеличение добычи нефти до 190 тыс.т при потребности в 1100 тыс.т.у.т., природного газа до 30 млн куб.м при потребности 800 млн.куб.м.

Тенденция импорта нефти и газа сохранится в перспективе. По нефтепереработке предусматриваются меры по полной загрузке СП «Кыргыз Петролиум» до 500 тыс. тонн и СП «Восток» - до 180 тыс. тонн.

До 2020 г. по данным программы СПЕКА и результатам диагностического доклада «Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Кыргызской Республике» прогнозируется рост производства электро- и теплоэнергии на ТЭЦ, а на базе использования углей разреза Кара-Кече предполагается рассмотреть возможность строительства тепловой электростанции - Кара-Кечинской ГРЭС мощностью 800 МВт, что явно будет способствовать увеличению выбросов парниковых

газов в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ в воду горных рек, формирующихся в этом уникальном экологически чистом районе Внутреннего Тянь-Шаня, где наблюдается постоянство (климата) температуры на протяжении последних 30-40 лет.

По прогнозу развития энергетики на перспективу до 2025 года с учетом ресурсной обеспеченности и перспективы освоения гидроэнергетического потенциала бассейна реки Нарын строительство Камбаратинской ГЭС № 2 и ввод ее в действие намечается к 2010-2015 гг., а к 2020-2025 гг. ввод на полную мощность Камбаратинской ГЭС № 1. Из перспективных гидроэлектростанций Верхне-Нарынского каскада предполагается строительство Нарынских ГЭС № 1, 2, 3 к 2010-2020 гг. суммарной мощностью 180 МВт, а из Средне-Нарынского каскада - Акбулунской ГЭС мощностью 200 МВт в период 2015-2025 гг. Возможность строительства остальных перспективных одиннадцати ГЭС Верхне- и Средне-Нарынского каскада суммарной мощностью 2830 МВт будет определяться спросом на электроэнергию соседними государствами при создании Центрально-Азиатского рынка электроэнергии.

Прогнозируемое изменение климата в сторону потепления в предстоящее столетие повлияет на развитие энергетики, и это обусловлено:

- повышением в обозримой перспективе водности рек. Так, только в бассейне реки Нарын прогнозируется увеличение стока с 332 куб.м/с в настоящее время до 337 куб.м/с к 2020 г., что будет способствовать увеличению выработки электроэнергии на базе существующего каскада Токтогульских ГЭС согласно данным гидротехнической службы АО «Электрические станции» с 9,575 млрд кВт*ч до 9704 млрд кВт*ч к 2020 г., или прирост составит 133,5 млн кВт*ч в год;
- сокращением отопительного сезона и изменением режима работы котлов ТЭЦ и котельных, что будет способствовать экономии топлива на выработку тепла и соответственно снижению эмиссии парниковых газов.

В результате производство электроэнергии увеличится с 14,76 млрд-кВт·ч в 2000 г. до 18,8 млрд-кВт·ч к 2010 г., или в 1,27 раза. В последующие годы рост производства электроэнергии достигнет 27,46 млрд-кВт·ч к 2025 г.

Динамика производства электроэнергии в КР за период 1990-2020 гг.

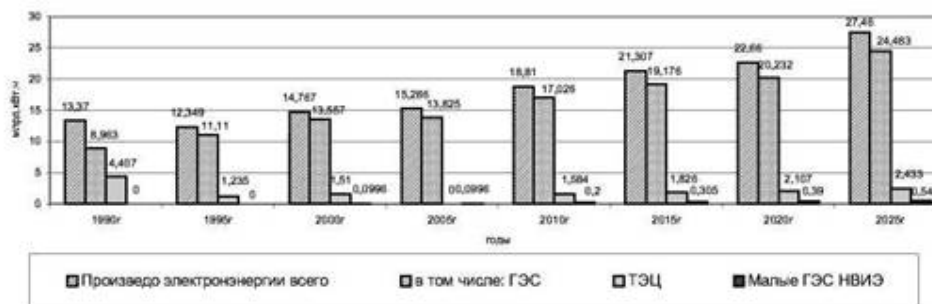


Рис. 3.4.

При этом ожидается увеличение доли ГЭС в производстве электроэнергии с 67 % в 1990 г. до 90 % к 2020-2025 гг., соответственно снизится доля тепловых электростанций с 33 % в 1990 г. до 9 % в 2020 гг., удельный вес малых ГЭС достигнет 1,9% и НВИЭ 0,13 % к 2025г. В целом потребление электроэнергии увеличится с 8,713 до 16,9 млрд кВт·ч к 2020 г., или в 1,93 раза. Потери электроэнергии потребуются снизить и довести до уровня не более 8-10 % от производства электроэнергии.

Таблица 3.2.

Факт и прогноз производства и потребления энергоресурсов в Кыргызстане

Энергоресурсы	Единица измерения	Годы							
		1990	1995	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Производство	млн.т.у.т.	5.5	4.1	4.3	4.7	5.4	5.7	6.6	8.6
Уголь	млн. т	3.7	0.5	0.4	0.4	1.6	1.8	2.9	3.7
Нефть	млн. т	0.2	0.1	0.1	0.1	0.3	0.31	0.32	0.33
Природный газ	млрд. куб. м	0.1	0.04	0.03	0.03	0.05	0.05	0.06	0.07
Электроэнергия ГЭС ТЭС НВИЭ	млрд.кВт/ч	8.96	11.1	12.1	12.4	12.2	13.5	13.6	18.2
		4.4	1.24	1.0	1.2	2.2	2.4	3.5	6.7
		-	-	-	-	0.018	0.025	0.03	0.035
Потребление	млн.т.у.т.	10.58	5.0	4.6	5.0	7.03	9.15	11.43	14.75
Уголь	млн. т	4.8	1.2	1.0	1.1	1.83	2.38	3.1	4.8
Нефть	млн. т	2.4	0.6	0.6	0.7	1.7	2.35	3.25	3.81
Природный газ	млрд. куб. м	2.1	0.9	0.6	0.71	0.93	1.24	1.52	1.75
Электроэнергия	млн.кВт/ч	8.35	7.52	7.51	7.9	10.0	12.7	13.3	18.1

3.3. Таджикистан

Таджикская энергетическая отрасль представляет большой интерес для инвесторов, в связи с тем, что себестоимость электроэнергии в Таджикистане является одной из самых низких в мире. В настоящее время, идут переговоры по созданию международного консорциума по Сангтуде, участие в котором уже изъявили Россия, Иран и Казахстан. Иран выделит 250 млн. долларов на строительство Сангтудинской гидроэлектростанции. На строительство данного объекта необходимо более 500 млн. долларов. Из этой суммы 51% выделяет иранская сторона, а 49 % будет выделено Таджикистаном и другими заинтересованными странами. 100 млн. долларов намерена выделить Россия, еще 120 млн. долларов - Таджикистан. Также, таджикская сторона предоставила иранской стороне 15 проектов по строительству малых ГЭС. Глава РАО "ЕЭС России" А. Чубайс заявил, что вопрос о том, кто будет инвестировать завершение строительства Рогунской ГЭС в Таджикистане, полностью решен. Кроме того, по словам А. Чубайса, РАО "ЕЭС России" будет выступать "генеральным заказчиком в строительстве Сангтудинской ГЭС и обеспечивать весь проект строительства, ремонт, сдачу под ключ".

В целях привлечения иностранного капитала, ежегодно издается сборник - "Инвестиционные проекты: Приглашение к сотрудничеству", в котором собраны самые интересные инвестиционные проекты. Приоритетными направлениями инвестирования в таджикскую экономику являются - завершение строительства Рогунской и Сангтудинской ГЭС, добыча драгоценных металлов и полиметаллических руд, развитие телекоммуникаций, переработка хлопка и сельхозпродукции. В целях привлечения иностранного капитала в таджикскую экономику, правительством республики была приняты специальные условия для крупных инвесторов. Так, согласно закону, любое совместное предприятие, доля иностранного партнера в котором составляет не менее 30 %, освобождается от выплат налогов на прибыль в течении двух лет. Эти же льготы предоставляются иностранным инвесторам, вложившим в таджикское предприятие от 100 до 500 тыс. долларов США. Если доля зарубежного партнера в СП составит от 500 тыс. до 2 млн. долларов, то льготный период составит 3 года. 5-летний льготный период, при которых предприятие не будет облагаться налогами на прибыль, предоставляется в тех случаях, когда иностранные инвестиции составляют от 5 млн. долларов и более.

Азиатский банк развития (АБР) и правительства Таджикистана и Узбекистана подписали заемные и проектные соглашения на сумму \$90 миллионов по региональному

проекту модернизации электросетей общей стоимостью \$175 миллионов, предусматривающему восстановление подстанций, модернизацию диспетчерских устройств и установку счетчиков на границах к лету 2007 года. Дополнительно, для таджикостанской части проекта госхолдинговая компания Таджикистана "Барки Тоджик" ("Электричество Таджикистана") предоставит \$4,6 миллиона, Фонд ОПЕК - еще \$2,4 миллиона.

Иран выделит 250 млн. долларов на строительство Сангтудинской гидроэлектростанции. Об этом заявил Президент Таджикистана Э. Рахмонов по итогам таджикско-иранских переговоров на высшем уровне в Душанбе. По его словам, согласно проекту на строительство данного объекта необходимо более 500 млн. долларов. Из этой суммы 51% выделяет иранская сторона, а 49 % будет выделено Таджикистаном и другими заинтересованными странами. «В частности, 100 млн. долларов намерена выделить Россия, еще 120 млн. долларов - Таджикистан», - сказал Президент. Отмечается также, что таджикская сторона предоставила иранской стороне 15 проектов по строительству малых ГЭС.

«Около 3 млрд. долларов необходимо для создания каскада ГЭС в Таджикистане», - заявил Директор департамента международного сотрудничества Минпромэнерго России Дмитрий Сухопаров. По его словам, таджикская энергетическая отрасль представляет большой интерес для инвесторов, в связи с тем, что себестоимость электроэнергии в Таджикистане является одной из самых низких в мире. Отвечая на вопрос журналистов, о перспективе привлечения российских инвестиций в строительство Рогунской ГЭС, он отметил, что этот вопрос будет рассматриваться после введения в строй Сангтудинской ГЭС. «В настоящее время, идут переговоры по созданию международного консорциума по Сангтуде, участие в котором уже изъявили Россия, Иран и Казахстан, - сказал он. – В течение месяца данные переговоры должны быть завершены, остается решить вопрос выпуска акций и определения окончательной доли каждой из сторон». Он добавил, что ранее специалисты РАО ЕЭС России подготовили технико-экономическое обоснование строительства Сангтудинской ГЭС с привлечением канадских экспертов.

Глава РАО "ЕЭС России" А. Чубайс заявил, что вопрос о том, кто будет инвестировать завершение строительства Рогунской ГЭС в Таджикистане, полностью решен. Кроме того, по словам А. Чубайса, РАО ЕЭС будет выступать "генеральным заказчиком в строительстве Сангтудинской ГЭС и обеспечивать весь проект строительства, ремонт, сдачу под ключ". А. Чубайс заявил, что "в установленные сроки задача будет решена". В свою очередь министр финансов России А. Кудрин заявил, что Россия вложит в строительство Сангтудинской ГЭС 250 млн. долларов. Он отметил, что 50 млн. долларов будут вложены в строительство станции в счет долга Таджикистана России, а 200 млн. долларов Россия вложит сама. "В результате этого по завершении строительства станции мы получим соответствующий пакет акций", - сказал министр. В строительстве станции могут принимать участие и другие инвесторы, отметил он. Министр подчеркнул, что уже в текущем году, учитывая договоренность о подписании соглашения о строительстве ГЭС, Россия не взимала с Таджикистана 6 млн. долларов платежей процентов по кредиту.

Казахстан намерен войти в консорциум по строительству Сангтудинской ГЭС. Об этом президент Казахстана Нурсултан Назарбаев заявил в ходе встречи 16 сентября с президентом Таджикистана Эмомали Рахмоновым в Астане. В настоящее время "казахстанские специалисты оценивают финансовые возможности, и в перспективе мы намерены инвестировать и в строительство Рогунской гидроэлектростанции", - сказал при личной встрече Н. Назарбаев. На первом этапе Казахстан намерен вложить в Сангтуду \$30 млн. По словам специалистов, завершение строительства Сангтудинской ГЭС-1 в Таджикистане позволит снизить прогнозируемый дефицит электроэнергии в СНГ. Основным потребителем дешевой энергии станет Россия, куда она будет следовать транзитом через Узбекистан и Казахстан. Исходя из результатов ТЭО, на завершение

строительства Сангтуды при уже осуществленных инвестициях в \$120 млн. потребуется еще от \$350 млн. до \$520 млн.

3.4. Выводы

Центральная Азия как регион в целом является угле избыточной. При этом превышение объема производства угля над объемом его потребления за рассматриваемый период имело тенденцию к снижению. Если в 1992 г. оно составляло 37 %, то к 2000 г. его величина снизилась почти до 15 %.

За период с 1992 по 2000 гг. угольная индустрия стран ЦАР постоянно испытывала сокращение объемов производства, что нашло отражение в табл. 3.3. Добыча угля в целом по региону за эти годы сократилась со 134,1 млн. т. до 62 млн. т., т.е. более чем в 2 раза. Основная часть этого падения (почти 95 %) пришлось на республику Казахстан. По сути дела, кроме Казахстана лишь в Узбекистане осуществляется более-менее серьезная добыча угля. В Туркменистане уголь практически не используется.

Таблица 3.3.

Добыча угля в Центральной Азии в 1992-2000 гг., млн. т.

Страна, регион	1992 2020#	1995	1998	2000*	2005#	2010#	2015#	
Казахстан	127	83,3	74,2	74,8	87,5	97,0	100	100
Кыргызстан	2,2	0,5	0,4	0,42		1,8		3,7
Таджикистан	0,2	0,03	0,02	0,02		1,8		2,2
Туркменистан	0	0	0	0	0	0	0	0
Узбекистан	4,7	3,1	2,5	2,5	5	7	7	7
Центральная Азия	134,1	87	73	78,2		105		110
Источник: До 2000 г. – данные национальных экспертов Гидро-угольный сценарий проекта СПЕСА								

Казахстан: Республика является основным производителем и потребителем угля. Центрами угледобычи в республике являются Карагандинский и Экибастузский угольный бассейны. В Карагандинском угольном бассейне сконцентрировано 13 крупных угледобывающих предприятий, на которых осуществляется подземная добыча высококачественного угля. Экибастузский бассейн является третьим по величине на территории бывшего СССР. На шахтах, расположенных на его территории добывается в основном суббитуминозный уголь, используемый затем на электростанциях. Экибастузские угледобывающие предприятия уже в основном приватизированы. В течение времени, прошедшего с обретения независимости, на долю угля в Казахстане приходится около половины суммарного объема потребления первичной энергии.

Несмотря на падение объемов добычи угля, Казахстан продолжает оставаться крупным экспортером твердого топлива на внешние рынки. Россия

является одним из крупнейших импортеров казахстанского угля. Российские компании «Свердловскэнерго» и «Челябэнерго» являются главными потребителями суббитуминозных углей, поставляемых из Экибастуза.

Основными потребителями продукции угольной промышленности внутри республики являются тепловые электростанции. В структуре генерирующих мощностей, общая величина которых увеличилась за 1990 – 2000 гг. на 1,4 ГВт. ведущую роль играют ТЭС на твердом топливе. На угольных ТЭС суммарной мощностью 12,44 ГВт производится сегодня более 70% всего объема вырабатываемой в республике электроэнергии. Уголь для котельных используется в основном в Северном Казахстане. В перспективе планируется довести мощности угольных электростанций до 13,52 ГВт к 2010 году и до 16,35 МВт к 2020 г.

Республика Кыргызстан: Несмотря на значительные балансовые (и разведанные) запасы угля на территории Кыргызстана, степень их вовлечения в хозяйственный оборот продолжает оставаться очень низкой. За период с 1992 по 2000 гг. объем добычи угля в республике снизился с 2,2 до 0,42 млн. т., т.е. более чем в 5 раз, а потребности в угле удовлетворялись за счет внешних закупок угля.

Угольная промышленность республики находится в настоящее время в сложном финансовом и технологическом положении. Практически все угледобывающие предприятия находятся на грани убыточности. Вместе с тем, вопросы повышения цен на другие виды энергоносителей (электроэнергии, мазут и т.д.), постоянное возрастание спроса на ТЭР определяют необходимость оживления работы и развития угледобывающих предприятий, вовлечения в разработку крупного месторождения Кара-Кече. В республике функционирует Бишкекская ТЭЦ мощностью 50 МВт(эл), базовым топливом для которой являлся уголь. В настоящее время ТЭЦ переведена на мазут.

Республика Таджикистан: Объем добычи угля в Таджикистане на протяжении периода с 1992 по 1999 гг. был незначителен. При этом согласно статистическим данным внутренний спрос на уголь со стороны отраслей экономики и населения удовлетворялся в основном за счет твердого топлива, добытого на отечественных месторождениях. Важно отметить, что угольные электростанции в республике отсутствуют, и уголь главным образом потребляется котельными и населением для бытовых нужд.

Республика Туркменистан: В республике практически отсутствуют как сферы добычи, так и потребления угля.

Республика Узбекистан: За период с 1990 по 2000 гг. объем добычи угля в республике снизился с 6,5 до 2,5 млн. т., т.е. более чем в 2,5 раза. Запасы угля на территории республики сконцентрированы на Ангренском, Байсунском и Шаргунском месторождениях. Ангренское месторождение является крупнейшим в республике и обеспечивает основную часть потребности в угле, в частности полностью покрывает нужды электроэнергетики.

4. Политические аспекты в развитии проблемы увеличения! использования угольного топлива в странах региона.

4.1. **Правительство Казахстана** поддерживает также политику защиты национальных производителей от иностранной конкуренции и создаёт более тесные связи между крупными иностранными инвесторами и национальными производителями. В июне 2002 года Правительство приняло *Правила закупок товарно-материальных ценностей, необходимых для нефтяных операций*, согласно которым недропользователи обязаны:

1) покупать товарно-материальные ценности, произведенные казахстанскими производителями, при условии, что эти товары соответствуют определенным требованиям;

2) отдавать предпочтение найму местных работников. Эти обязательства относятся к требованиям по «местному содержанию».

Юридическая система, заложенная в 1990-е гг, была разработана с целью привлечения иностранных инвестиций и поэтому гарантировала стабильность и защиту от неблагоприятных изменений в законодательстве на 10-летний период после инвестирования или до того, как закончится контракт, если долгосрочные контракты рассчитаны более чем на 10 лет (Закон РК «Об инвестициях»). Эти гарантии изменились после принятия нового Налогового кодекса в 2002 году. Среди прочих положений было отмечено, что изменения сделаны в пользу налогоплательщиков, налоговые условия могут быть изменены для восстановления экономических интересов Казахстана.²⁰

Начиная с 2004 года казахстанское Правительство ввело рентный налог (относительно большой: до 33% скорректированного дохода) для экспортирующих нефть компаний, что может сильно уменьшить прибыльность иностранных инвестиций. Более того, планируется ввести обязательство, по которому национальная компания КазМунайГаз обязана иметь не менее 50% уставного капитала оператора в любом проекте.

Эти ухудшающие ситуацию изменения привели к негативной реакции, выраженной в письме Правительству со стороны группы 47 иностранных компаний, работающих в нефтегазовом секторе страны. В мае 2004 года группа выразила жалобу на неблагоприятные для инвестиционной деятельности условия, нестабильность законодательства и отсутствие прозрачности.

Существующий юридический климат не гарантирует частным инвесторам необходимой безопасности для дальнейших вложений. Уверенность в стабильности национального законодательства остаётся довольно низкой, так как случалось, что иностранные инвесторы сталкивались с изменением в законодательстве во время производства инвестиций.

Другим негативным фактором является коррупция. Согласно рейтингу Transparency International, в 2002 году Казахстан занимал 88 место среди 102 стран.

4.2. Приватизация угольной промышленности. В 1994 году казахстанское Правительство приняло программу «О приватизации предприятий угольной промышленности», в соответствии с которой началась приватизация в угольном секторе. Большая часть предприятий была приватизирована довольно быстро, в 1996 году, когда производственные ассоциации Караганды и Экибастуза были распущены, а шахты выставлены на продажу или сданы в аренду. Пятнадцать шахт в Карагандинском угольном бассейне были проданы Карагандинскому сталелитейному предприятию Испат-Кармет (дочерней компании LNM Group, ныне Миттал Стел Групп). Шубаркольская шахта была сдана в аренду Global Mineral Resources (США), но спустя два года контракт на

управление с данной компанией был отменён казахстанской стороной. Корпорация The Japan Chrome, дочернее предприятие Trans World Group, купила разрез Восточный в Экибастузе, а также 30% акций разреза Степной. Американская компания Access Industries купила 70% разреза Степной, а также разрез Богатырь в Экибастузском бассейне (Богатырь Аксес Комир), который экспортирует более 30% добываемого угля на электростанции Южного Урала (Россия). Разрез Северный в Экибастузе был приобретен РАО ЕЭС (Россия). Немецкая компания HTD GmbH приобрела 50% акций Майкубенской шахты. В 1997 году разрез Борлы купил ЖезказганЦветМет, ставший частью Казахмыс, казахстанского производителя меди. Четыре шахты в Караганде были проданы местным компаниям, а три разреза в том же бассейне остались в государственной собственности. В результате почти вся угольная промышленность принадлежит иностранным компаниям. Данные компании все еще сталкиваются с проблемами ведения прибыльного бизнеса и модернизации предприятий, переоборудование которых все еще не закончилось: в 2002 году более 60% мощности угольной промышленности требовало замены.

4.3. Кыргызстан ратифицировал следующие документы в области охраны окружающей среды:

- Рамочная конвенция ООН об изменении климата, а также Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата;
- Базельская конвенция о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением;
- Конвенция о биологическом разнообразии;
- Конвенция о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния: протокол Конвенции 1979 года о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния относительно долгосрочного финансирования совместной Европейской программы мониторинга и оценки переноса загрязнителей воздуха на большие расстояния (ЕМЕП); Протокол о контроле за выбросами окислов азота и их трансграничными потоками к Конвенции 1979 года о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния; Протокол о контроле за выбросами окислов азота и их трансграничными потоками;
- Конвенция о предварительной информационной процедуре согласия по опасным химическим соединениям и пестицидам в международной торговле;
- Венская конвенция об охране озонового слоя, а также Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой и две поправки к нему (1990 год - Лондонская поправка, в 1992 год - Копенгаген);
- Конвенция об охране воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте;
- Конвенция по обеспечению доступа к экологической информации и об участии общественности в процессе принятия решений в области охраны окружающей среды;
- Конвенция о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение главным образом в качестве местообитания водоплавающих птиц в настоящее время находится на рассмотрении в парламенте КР.

С 1991 по 1995 годы были разработаны законы:

- Об охране природы
- Об особо охраняемых природных территориях.

В 1999 году Законодательным Собранием Жогорку Кенеша Кыргызской Республики был принят целый пакет законов:

- "Об охране окружающей среды"
- "Об охране атмосферного воздуха"
- "Об экологической экспертизе"

- "О биосферных территориях в Кыргызской Республике"
- "О животном мире".

Таким образом, был сделан существенный шаг в создании основной юридической базы для окружающей среды и рационального использования природных ресурсов.

На стадии рассмотрения находится Закон "Об охране растительного мира Кыргызской Республики".

5. Пути преодоления барьеров (политических, институциональных, экономических) с целью увеличения использования угля в регионе

5.1 Энергетическая стратегия Казахстана

1. У Казахстана нет общей стратегии энергетической политики. Казахстан нуждается в документе концептуального характера, который включил бы в себя все основные составляющие энергетической политики страны.
2. В экономическом плане не определен стратегический механизм, с помощью которого можно выполнить поставленную Правительством задачу по снижению энергоемкости.
3. Несмотря на то, что Правительством была принята *Концепция экологической безопасности*, недостаточно внимания уделяется тому, как энергетический сектор воздействует на изменение климата и как это негативное воздействие на окружающую среду может быть уменьшено. Вопрос изменения климата должен быть положен в основу энергетической политики страны, и рекомендации по охране окружающей среды должны быть интегрированы во все документы стратегического характера, имеющие отношение к энергетическим ресурсам.
4. Правительство Казахстана должно сформулировать общие цели государственной энергетической политики и обеспечить создание условий для выполнения этих целей всеми участниками энергетического рынка через взаимосвязь между государством, промышленностью и коммерческим сектором.
5. Энергоэффективность и энергосбережение должны быть положены в основу энергетической стратегии. Существующий Закон РК «*Об энергосбережении*» не работает.
6. Регулирование цен (тарифная политика) должно стимулировать энергоэффективность.
7. Необходимо внести добавления в Закон РК «*Об энергосбережении*» разработанных механизмов реализации поставленных задач.

При более широком толковании энергетической безопасности Казахстана можно выделить несколько групп потенциальных рисков и угроз. Некоторые из них носят гипотетический характер, тем не менее, они заслуживают внимания всех заинтересованных сторон.

5.1.1 «Голландская болезнь» и невосполнимость энергетических ресурсов

Казахстан рискует повторить участь тех развивающихся стран, которые зависят от притока валюты от экспорта минеральных ресурсов и оказываются в ситуации, когда практически все сектора экономики (за исключением добычи и переработки минеральных ресурсов) приходят в упадок. В случае, если государство не диверсифицирует экономику страны и не привлечет достаточных инвестиций в несырьевые отрасли экономики, неизбежны негативные последствия для развития страны. Основными симптомами «голландской болезни» являются рост доходов от экспорта энергоресурсов и рост курса национальной валюты, что, в свою очередь, приводит к снижению конкурентоспособности производства товаров и услуг вне энергетического сектора и вытеснению местных товаров и услуг импортными.⁵

Существует также опасность нерационального использования невосполнимых энергетических ресурсов. Казахстану необходимо помнить об интересах будущих поколений и более бережно относиться к использованию и экспорту энергоресурсов.

5.1.2 Риски, связанные с колебаниями мировых цен на нефть

Падение мировых цен на нефть может вынудить Казахстан увеличить производство нефти для того, чтобы поддержать объем поступлений в казну на прежнем уровне. Однако существует вероятность и того, что будет невозможно увеличить производство в достаточной степени, и страна столкнется с резким падением нефтяных доходов.⁶ С

другой стороны, длительное удержание высоких цен на нефть может заставить импортирующие страны искать альтернативные источники энергии (к примеру, возобновляемые источники энергии), а это, в свою очередь, уменьшит спрос на традиционные энергоресурсы - нефть и газ. В результате Казахстан не будет также получать привычный поток прибыли за счет экспорта своей продукции на мировые рынки. Необходимо отметить, что это долгосрочный сценарий, маловероятный для ближайшей перспективы.

5.1.3 Региональные и мировые конфликты

Помимо внутренних факторов, способных влиять на энергетическую безопасность страны, существует и потенциальный риск возникновения регионального конфликта в Центральной Азии, который, в случае возникновения, тоже будет оказывать непосредственное негативное воздействие на энергобезопасность. К потенциальным источникам региональных конфликтов можно отнести разногласия по делимитации границ и по разделу водных ресурсов. Распространение исламских радикальных движений и контрабанда наркотиков через границы центральноазиатских республик также могут негативно повлиять на региональную безопасность.

Региональный конфликт может нарушить операции по импорту и экспорту энергоресурсов, осуществляемые между Казахстаном и его соседями, и в результате некоторые регионы страны останутся без жизненно необходимых источников энергии.

5.2. Минимальные и максимальные прогнозные оценки спроса на уголь, рассчитанные в вышеупомянутых сценариях, приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Прогноз потребления угля в странах Центральной Азии, млн. т.

	2000	2010	2020
Казахстан	49	45-65	35-78
Кыргызстан	1,1	1,3-2,4	1,3-5
Таджикистан	0,02	0,06-1,82	0,1-2,1
Узбекистан	2,5	2,1-7	2,5-12

Источник: Диагностический доклад «Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии», ЕЭК ООН, 2003 год.

Данные табл.5.1 свидетельствуют о вероятности существенного роста спроса на уголь в течении двух ближайших десятилетий со стороны экономики, и прежде всего электро- и теплоэнергетики стран ЦАР, участвующих в проекте и необходимости усиления активности в плане внедрения экологически чистых угольных технологий.

5.3. Использование технологий очистки угля перед сжиганием в странах Центральной Азии должны приниматься с учетом:

- физико-химических параметров исходных углей;
- экономического анализа конкурирующих технологий, местных условий и наличествующей технологической базы ЭЧУТ;
- действующих стандартов и норм по вредным выбросам в атмосферу.

5.4. Инвестиции, необходимые для обеспечения передового международного уровня сероочистки уходящих газов в странах Центральной Азии составят порядка 550-600 млн. евро.

5.5. Необходимость усиления международного сотрудничества и постоянного обмена информацией в сфере разработки и внедрения экологически чистых и высокоэффективных угольных технологий как в рамках региона, так и с третьими странами и международными организациями.

5.6. Каменные угли Казахстана являются хорошим малосернистым энергетическим топливом и при рациональной организации топочного процесса вред, наносимый окружающей среде может быть сведен к минимуму.

5.7. Необходимо пересмотреть базовые нормативы платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС и оптимизировать их величину;

5.8. Необходимо установить базовые нормативы платы за выбросы двуоксида углерода объектами энергетики;

5.9. Необходимо решить вопрос предоставления льгот энергетическим предприятиям, внедряющим новые и экологически эффективные технологии путем их освобождения от экологических платежей за загрязнение окружающей среды на срок 5 лет;

5.10. Выводы

1. Значительные разведанные извлекаемые и дополнительные запасы угля, сосредоточенные в странах Центральной Азии являются и будут являться в длительной перспективе важным компонентом системы обеспечения их энергетической безопасности;
2. Их объем позволяет существенно увеличить добычу твердого топлива, для покрытия внутреннего спроса и экспортных поставок
3. Сектор производства электрической и тепловой энергии для нужд основных отраслей экономики и населения будет являться основным потребителем угля, за счет которого будет обеспечиваться основная часть прироста спроса на твердое топливо.
4. Рост использования угля и существующие экологические ограничения, диктуют необходимость широкомасштабного использования экологически чистых и высокоэффективных угольных технологий на электростанциях, а также в промышленных и бытовых котельных. Однако, это потребует существенных инвестиций, выделение которых, в связи со сложной экономической ситуацией в регионе, будет затруднительно.
5. В этой связи целесообразно рассмотреть возможность реализации в краткосрочный и среднесрочной перспективе в странах Центральной Азии спектра низкочастотных мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования (модернизацию и реконструкцию) действующих угольных электростанций и котельных, а также создание финансовой и законодательной основы для реализации долгосрочных мероприятий, по разработке и внедрению энергетических установок на угле нового поколения.
6. Исключительно важным для стран Центральной Азии является расширение и укрепление международного сотрудничества в области разработки и внедрения экологически чистых угольных технологий в рамках региона (а также с другими странами и международными организациями).
Первые ростки такого сотрудничества имели место в рамках семинара.

6. Обзор энергосберегающих политик, реализуемых в странах Центральной Азии.

6.1. Казахстан

1) Пассивное отношение к политике энергосбережения на высшем уровне принятия решений

Несмотря на частые заявления о значимости энергосбережения, данная проблема не входит в число приоритетов правительственной политики. Как и во многих других странах СНГ, государственная стратегия экономического развития страдает от нарушения принципа причинно-следственных связей. После изучения стратегических государственных документов создаётся впечатление, что энергосбережение является не предпосылкой, а вторичным следствием экономического прогресса. Это приводит к «выжидательной» позиции официальных лиц.

2) Преобладание краткосрочных приоритетов, равнение на неэффективные механизмы реализации политики энергосбережения

Считается, что внедрение общепринятой в международной практике политики энергосбережения в Казахстане пока преждевременно. Интересно также, что в некоторых случаях образцом для подражания служит российский опыт внедрения мер по энергоэффективности, несмотря на то, что ситуация с энергоэффективностью в России еще хуже, чем в Казахстане. Закон «Об энергосбережении» 1997 года фактически повторяет положения аналогичного российского закона, принятого годом раньше. Ведущий российский эксперт в области энергосбережения, Игорь Башмаков, отмечает, что именно такое равнение на северного соседа привело к стагнации политики энергосбережения в Казахстане.⁵ Недавно разработанный проект «Программы по энергосбережению в РК на 2005-2015 гг.» (далее по тексту - Программа энергосбережения), несмотря на некоторые недостатки, в целом нацелен на преодоление «инновационной инерции» и включает в себя многие передовые инструменты политики улучшения энергоэффективности. Однако он до сих пор не принят Правительством.

3) Отсутствие необходимой информации и статистических данных, что приводит к идеализации существующего положения и перспектив

Нехватка точных данных часто приводит к идеализации перспектив снижения энергоёмкости. Хорошей иллюстрацией этого является цель, обозначенная в проекте Программы энергосбережения: снизить энергоёмкость ВВП вдвое за пятнадцать лет, с 2000 по 2015 годы, одновременно увеличив размер ВВП страны в 3,5-3,8 раза при ежегодной экономии энергоресурсов до 60 млн. т.у.т. в год в 2013-2015 годах⁶, то есть 50% суммарного потребления первичной энергии в 2003 году! Необходимо отметить, что ни одна из развитых стран не достигла такого результата и за 27 лет, с 1973 по 2000 годы, когда улучшение энергоэффективности было одним из приоритетов государственной политики (Рисунок 1). Конечно, можно предположить, что Казахстан как бывшая плановая экономика имеет больший потенциал энергосбережения, чем страны ОЭСР на момент первого нефтяного кризиса. Однако является ли этот потенциал настолько обширным? Будет ли ВВП увеличиваться так быстро, как хочется? Не будет ли более практичным поставить менее амбициозные задачи?

⁵ Башмаков. И. (2001) *Энергоэффективность: От риторики к действию* (Москва: ЦЭНЭФ). стр. 217.

⁶ Программа энергосбережения в Казахстане на 2005-2015 годы (проект).

4.1. Киргизия

Законы Кыргызской Республики "Об Энергетике" и «Об энергосбережении» определяют цели национальной политики в области энергетики: энергосбережение, энергетическая эффективность, поощрение рационального использования местных, возобновляемых и вторичных источников энергии потребителями и производителями, уменьшение воздействия на окружающую среду. В Законах также указано, что Правительство при разработке налоговой политики, предоставлении льготных займов и субсидий, будет поощрять эффективное использование энергетических ресурсов.

Основные цели Национальной энергетической программы: надежность энергообеспечения, повышение энергетической эффективности, уменьшение воздействия на окружающую среду, региональное сотрудничество.

В 1996 – 1997 гг. Кыргызским научно – техническим центром «Энергия» был разработан Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении», утвержденный Жогорку Кенешем Кыргызской Республики в 1998 г.

По оценке, в течение ближайших 15-20 лет, после реализации основных мер в области эффективного использования энергетических ресурсов и энергосбережения станет возможной экономия примерно 25-30% потребляемых в настоящее время топлива и энергии.

Кроме того, более половины импортируемых в настоящее время первичных энергетических ресурсов (уголь, нефтепродукты и природный газ) может быть заменено местными и возобновляемыми энергетическими ресурсами.

Выполнение энергосберегающих мероприятий и мер по повышению энергетической эффективности в ближайшее время будет осуществляться по следующим направлениям:

- Подготовка проектов правовых и нормативных документов для реализации требований Закона «Об энергосбережении» и выполнения мер по повышению энергетической эффективности;
- Реконструкция существующих энергетических и энергопотребляющих предприятий, модернизация энергетического сектора, теплоизоляция зданий, строительство зданий, в которых энергетические ресурсы потребляются более эффективно;
- Использование местных энергетических ресурсов;
- Реструктуризация промышленности, производящей строительные материалы, запуск производства энергосберегающих и термоизоляционных материалов;
- Разработка, производство и установка оборудования и систем для учета и регулирования объема расходов горячей воды, пара, природного газа, электроэнергии.

Правительством рекомендовано потребителям придерживаться положений Закона «Об энергосбережении» при использовании энергетических ресурсов и разработке направлений реструктуризации национальной экономики.

Правительство уже утвердило Национальную энергетическую программу на период до 2005г., учитывающую меры по энергетической эффективности и расширенному использованию местных, возобновляемых и вторичных энергоресурсов.

В 1995 – 1996 гг. в Республике был реализован Пилотный проект по энергетической эффективности в жилом секторе. Этот проект финансировался КЕС и осуществлялся германской фирмой «Фридеман и Джонсон». Основываясь на успехе этого проекта, Правительство предполагает разработать стратегию поощрения инвестиций в реконструкцию зданий и меры в области энергетической эффективности. Движущей силой этого мероприятия является повышение энергетической эффективности в строительном секторе, снижение зависимости от импорта топлива и уменьшение воздействия энергетического сектора на окружающую среду.

Основными целями энергетической политики, определенными в Законах Кыргызской Республики «Об Энергетике» и «Об энергосбережении» являются: рациональное использование энергии, эффективное использование первичных энергетических ресурсов, поощрение эффективного использования производителями и потребителями местных, возобновляемых и вторичных энергетических ресурсов, снижение воздействия на окружающую среду.

Таблица 6.1.

Энергопотребление в 2004 г., потенциал энергосбережения и соответствующее снижение выбросов CO₂: (в нефтяном эквиваленте)

Отрасль промышленности или сфера потребления энергии	Потребление в 2004 г. тыс. тнэ	Потенциал энергосбережения (в год)		
		тыс. тнэ	%	Снижение выбросов CO ₂ ,%
Здания (жилые и общественные) (тэ, т*, эл.)	1380,0	300,0	22	22
Промышленность** (тэ, эл, т)	980,0	290,0	29	29
Транспорт (т, эл)	390,0	60,0	15	15
Сельское х-во (тэ,эл,т)	310,0	60,0	20	20
Всего	3060,0	710,0	23	23

– тэ – тепловая энергия, т – топливо, эл – электроэнергия

** - без энергетических предприятий

4.3. Приоритеты энергоэффективности

В соответствии со стратегией повышения Энергетической Эффективности определены приоритеты для жилого сектора. Так как основная часть энергии потребляется для отопления зданий, следовательно, здесь и существует наибольший потенциал энергосбережения – почти одна треть используемой в настоящее время тепловой энергии.

4.4. Правовые рамки

В 1998 г. в Кыргызской Республике был принят Закон «Об энергосбережении», разработанный специалистами Кыргызского научно – технического центра «Энергия» и АО «Кыргызэнерго».

Главный принцип Закона состоит в том, чтобы увеличение эффективности использования энергии на всех стадиях не сдерживало устойчивого уровня жизни, а мероприятия по экономии энергии содействовали долгосрочному экономическому росту.

Закон по энергосбережению является юридической основой для принятия действенных мер по экономии энергии во всех отраслях: в промышленности, в коммерческом и транспортном секторах, жилищно-коммунальном секторе в соответствии с их специфическими особенностями.

6. Обзор энергосберегающих политик, реализуемых в странах Центральной Азии.

6.1. Казахстан

1) Пассивное отношение к политике энергосбережения на высшем уровне принятия решений

Несмотря на частые заявления о значимости энергосбережения, данная проблема не входит в число приоритетов правительственной политики. Как и во многих других странах СНГ, государственная стратегия экономического развития страдает от нарушения принципа причинно-следственных связей. После изучения стратегических государственных документов создаётся впечатление, что энергосбережение является не предпосылкой, а вторичным следствием экономического прогресса. Это приводит к «выжидательной» позиции официальных лиц.

2) Преобладание краткосрочных приоритетов, равнение на неэффективные механизмы реализации политики энергосбережения

Считается, что внедрение общепринятой в международной практике политики энергосбережения в Казахстане пока преждевременно. Интересно также, что в некоторых случаях образцом для подражания служит российский опыт внедрения мер по энергоэффективности, несмотря на то, что ситуация с энергоэффективностью в России еще хуже, чем в Казахстане. Закон «Об энергосбережении» 1997 года фактически повторяет положения аналогичного российского закона, принятого годом раньше. Ведущий российский эксперт в области энергосбережения, Игорь Башмаков, отмечает, что именно такое равнение на северного соседа привело к стагнации политики энергосбережения в Казахстане.⁵ Недавно разработанный проект «Программы по энергосбережению в РК на 2005-2015 гг.» (далее по тексту - Программа энергосбережения), несмотря на некоторые недостатки, в целом нацелен на преодоление «инновационной инерции» и включает в себя многие передовые инструменты политики улучшения энергоэффективности. Однако он до сих пор не принят Правительством.

3) Отсутствие необходимой информации и статистических данных, что приводит к идеализации существующего положения и перспектив

Нехватка точных данных часто приводит к идеализации перспектив снижения энергоёмкости. Хорошей иллюстрацией этого является цель, обозначенная в проекте Программы энергосбережения: снизить энергоёмкость ВВП вдвое за пятнадцать лет, с 2000 по 2015 годы, одновременно увеличив размер ВВП страны в 3,5-3,8 раза при ежегодной экономии энергоресурсов до 60 млн. т.у.т. в год в 2013-2015 годах⁶, то есть 50% суммарного потребления первичной энергии в 2003 году! Необходимо отметить, что ни одна из развитых стран не достигла такого результата и за 27 лет, с 1973 по 2000 годы, когда улучшение энергоэффективности было одним из приоритетов государственной политики (Рисунок 1). Конечно, можно предположить, что Казахстан как бывшая плановая экономика имеет больший потенциал энергосбережения, чем страны ОЭСР на момент первого нефтяного кризиса. Однако является ли этот потенциал настолько обширным? Будет ли ВВП увеличиваться так быстро, как хочется? Не будет ли более практичным поставить менее амбициозные задачи?

⁵ Башмаков. И. (2001) *Энергоэффективность: От риторики к действию* (Москва: ЦЭНЭФ). стр. 217.

⁶ Программа энергосбережения в Казахстане на 2005-2015 годы (проект).

4.1. Киргизия

Законы Кыргызской Республики "Об Энергетике" и «Об энергосбережении» определяют цели национальной политики в области энергетики: энергосбережение, энергетическая эффективность, поощрение рационального использования местных, возобновляемых и вторичных источников энергии потребителями и производителями, уменьшение воздействия на окружающую среду. В Законах также указано, что Правительство при разработке налоговой политики, предоставлении льготных займов и субсидий, будет поощрять эффективное использование энергетических ресурсов.

Основные цели Национальной энергетической программы: надежность энергообеспечения, повышение энергетической эффективности, уменьшение воздействия на окружающую среду, региональное сотрудничество.

В 1996 – 1997 гг. Кыргызским научно – техническим центром «Энергия» был разработан Закон Кыргызской Республики «Об энергосбережении», утвержденный Жогорку Кенешем Кыргызской Республики в 1998 г.

По оценке, в течение ближайших 15-20 лет, после реализации основных мер в области эффективного использования энергетических ресурсов и энергосбережения станет возможной экономия примерно 25-30% потребляемых в настоящее время топлива и энергии.

Кроме того, более половины импортируемых в настоящее время первичных энергетических ресурсов (уголь, нефтепродукты и природный газ) может быть заменено местными и возобновляемыми энергетическими ресурсами.

Выполнение энергосберегающих мероприятий и мер по повышению энергетической эффективности в ближайшее время будет осуществляться по следующим направлениям:

- Подготовка проектов правовых и нормативных документов для реализации требований Закона «Об энергосбережении» и выполнения мер по повышению энергетической эффективности;
- Реконструкция существующих энергетических и энергопотребляющих предприятий, модернизация энергетического сектора, теплоизоляция зданий, строительство зданий, в которых энергетические ресурсы потребляются более эффективно;
- Использование местных энергетических ресурсов;
- Реструктуризация промышленности, производящей строительные материалы, запуск производства энергосберегающих и термоизоляционных материалов;
- Разработка, производство и установка оборудования и систем для учета и регулирования объема расходов горячей воды, пара, природного газа, электроэнергии.

Правительством рекомендовано потребителям придерживаться положений Закона «Об энергосбережении» при использовании энергетических ресурсов и разработке направлений реструктуризации национальной экономики.

Правительство уже утвердило Национальную энергетическую программу на период до 2005г., учитывающую меры по энергетической эффективности и расширенному использованию местных, возобновляемых и вторичных энергоресурсов.

В 1995 – 1996 гг. в Республике был реализован Пилотный проект по энергетической эффективности в жилом секторе. Этот проект финансировался КЕС и осуществлялся германской фирмой «Фридеман и Джонсон». Основываясь на успехе этого проекта, Правительство предполагает разработать стратегию поощрения инвестиций в реконструкцию зданий и меры в области энергетической эффективности. Движущей силой этого мероприятия является повышение энергетической эффективности в строительном секторе, снижение зависимости от импорта топлива и уменьшение воздействия энергетического сектора на окружающую среду.

Основными целями энергетической политики, определенными в Законах Кыргызской Республики «Об Энергетике» и «Об энергосбережении» являются: рациональное использование энергии, эффективное использование первичных энергетических ресурсов, поощрение эффективного использования производителями и потребителями местных, возобновляемых и вторичных энергетических ресурсов, снижение воздействия на окружающую среду.

Таблица 6.1.

Энергопотребление в 2004 г., потенциал энергосбережения и соответствующее снижение выбросов CO₂: (в нефтяном эквиваленте)

Отрасль промышленности или сфера потребления энергии	Потребление в 2004 г. тыс. тнэ	Потенциал энергосбережения (в год)		
		тыс. тнэ	%	Снижение выбросов CO ₂ ,%
Здания (жилые и общественные) (тэ, т*, эл.)	1380,0	300,0	22	22
Промышленность** (тэ, эл, т)	980,0	290,0	29	29
Транспорт (т, эл)	390,0	60,0	15	15
Сельское х-во (тэ,эл,т)	310,0	60,0	20	20
Всего	3060,0	710,0	23	23

– тэ – тепловая энергия, т – топливо, эл – электроэнергия

** - без энергетических предприятий

4.3. Приоритеты энергоэффективности

В соответствии со стратегией повышения Энергетической Эффективности определены приоритеты для жилого сектора. Так как основная часть энергии потребляется для отопления зданий, следовательно, здесь и существует наибольший потенциал энергосбережения – почти одна треть используемой в настоящее время тепловой энергии.

4.4. Правовые рамки

В 1998 г. в Кыргызской Республике был принят Закон «Об энергосбережении», разработанный специалистами Кыргызского научно – технического центра «Энергия» и АО «Кыргызэнерго».

Главный принцип Закона состоит в том, чтобы увеличение эффективности использования энергии на всех стадиях не сдерживало устойчивого уровня жизни, а мероприятия по экономии энергии содействовали долгосрочному экономическому росту.

Закон по энергосбережению является юридической основой для принятия действенных мер по экономии энергии во всех отраслях: в промышленности, в коммерческом и транспортном секторах, жилищно-коммунальном секторе в соответствии с их специфическими особенностями.

8. Влияния замещения жидких и газообразных углеводородов углем на макроэкономические показатели для стран Центральной Азии.

Постоянное доминирование угля в выработке электроэнергии Казахстана объясняется экономической целесообразностью, которая исходит из неравномерного распределения топливных ресурсов в стране. Однако экономическая целесообразность использования энергетического угля может оказаться меньшей, чем сейчас считается, ввиду таких факторов, как: 1) невысокая теплотворность Экибастузского энергетического угля (чуть более половины теплотворности газа); 2) высокое содержание золы; 3) значительно устаревшее оборудование для сжигания энергетического угля на электростанциях и в котельных, что приводит к большим потерям в калорийном эквиваленте. Сложно сказать, перевешивают ли эти недостатки затраты, особенно транспортные, при использовании природного газа в тех регионах, где его нет. Не производилось никаких сравнительных оценок целесообразности использования этих ресурсов. Продвижение политики, способствующей постепенной замене угля на газ и возобновляемые источники, было бы легче, если бы механизмы, направленные на сдерживание изменения климата, являлись частью стратегических документов энергетического развития. Пока в данных документах они даже не упоминаются.

Угольная промышленность Казахстана обеспечивает стопроцентную загрузку коксохимического производства, удовлетворяет потребности в топливе коммунально-бытового сектора и населения.

Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Казахстана до 2015 года: сильные и слабые стороны

Сильные стороны

- Дана реалистичная оценка производства и потребления энергии.
- Сделана попытка определить тенденции национальной энергетики в международном контексте.
- Проанализированы «за и против» различных альтернатив производства, потребления и транспортировки (передачи) энергии.
- Определены объёмы инвестиций в энергетический сектор.

Слабые стороны

- Отсутствие концептуального подхода и детального объяснения ключевых приоритетов государства в энергетической политике. Стратегия не должна быть сведена лишь к планированию топливно-энергетического баланса. Она должна определять *политику*.
- Отсутствие инструментов и механизмов выполнения Стратегии.
- Невнимание к важной проблеме влияния рыночных условий на функционирование энергетического сектора.
- Недостаточное внимание управлению спросом как эффективному инструменту регулирования избыточного потребления.
- Отсутствие измеряемых величин энергоёмкости (кроме отдельных показателей электро- и теплоёмкости) и оценки потенциала энергосбережения. Вследствие этого, проблема снижения высокой энергоёмкости остается нерешенной.
- Несмотря на то, что в стратегии дается общий обзор влияния энергосектора на состояние окружающей среды, а устойчивое развитие упоминается в качестве приоритетной цели, четкой связи между развитием энергетического сектора и

политикой в области изменения климата не прослеживается. Такой подход противоречит мировой практике и обязательствам Казахстана по Киотскому протоколу в случае его ратификации.

- Загруженность энергетической стратегии количественными данными и техническими описаниями характеристик топлива и технологических процессов, понятных специалистам, но не лицам, принимающим *политические решения*.

Несмотря на то, что Стратегия предположительно направлена на решение энергетических проблем Казахстана, проблема несбалансированного и неэффективного использования энергии сохранится на ближайшее время. С позиции сегодняшнего дня, многие недостатки в выработке энергии и ее использовании кажутся сложными для устранения, что оправдывает сдержанный деловой подход Стратегии к решению проблем энергопользования. Однако благополучное развитие в долгосрочном периоде не может быть достигнуто без принятия необходимых мер в среднесрочном периоде. Существующие ограничения могут оказаться незначительными ввиду будущих проблем.

В соответствии со Стратегией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан в угольной промышленности прогнозируется рост угледобычи с 84,9 млн. тонн в 2003 году до 98-100 млн. тонн в 2020 году или на 18.1 %. При этом планируется рост внутреннего потребления к 2020 году почти на 10 млн. тонн, экспорт энергетических и коксующихся углей на уровне 4 млн. тонн в основном на электростанции Урала и Сибири, металлургические комбинаты Российской Федерации.

Для достижения планируемых объемов добычи угля необходимо осуществить техническое перевооружение отрасли, развитие транспортной инфраструктуры, потребует значительного увеличения инвестиций. Основными источниками капитальных вложений будут собственные средства предприятий отрасли и заемные финансовые средства.

Инвестиции в основной капитал предприятий - инвесторов отрасли «Добыча угля и лигнита» в 2000 году составили 5.3 млрд. тенге, в 2002 году – 7,1 млрд. тенге, в 2004 году на уровне 4 млрд. тенге.

Учитывая общую устойчивую тенденцию роста потребления угля в мире, прежде всего в производстве электроэнергии, а также прогнозируемый усиленный рост его потребления в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, особенно в Китае, Индии и США, являющихся крупнейшими потребителями угля в мире, Казахстан имеет определенные шансы усилить свои позиции в производстве и экспорте каменного угля.

Баланс между импортом и экспортом энергии Киргизии (самообеспеченность и зависимость от импорта):

В 2004 г. местные источники в Кыргызской Республике обеспечили примерно 56% (сырая нефть - 30%, уголь - 40%, электроэнергия - 100%) общих энергетических потребностей.

Зависимость от импорта все еще очень велика (на долю России приходится 20% импорта топлива – нефть и нефтепродукты, на долю Узбекистана – 57% - природный газ, Казахстана – 20% - уголь и нефтепродукты).

Ассортимент видов топлива, потребляемого в Республике:

В 2004 г. баланс потребления первичных энергоносителей был следующим: нефтепродукты - 30%; природный газ – 20,5%; уголь и кокс - 20%; электроэнергия – 28,7%.

В 2004 г. для производства тепловой энергии на ТЭЦ гг. Бишкека и Оша, а также в котельных по всей Республике было использовано 0,32 млн. тнэ топлива. На долю мазута приходилось около 22% общего объема, на долю природного газа - 36%. Средний коэффициент полезного действия котельных составил примерно 65%.

Для производства электрической энергии на ТЭЦ гг. Бишкека и Оша в 2004 г. было израсходовано 0,2 млн. тнэ топлива, причем на долю мазута пришлось 50%, природного газа – 42% и угля – 8%.

Общий объем поставок первичной энергии в 2004 г. составил 2,76 млн. тнэ.

Соотношение общего объема поставок первичной энергии в величине Валового внутреннего продукта (ВВП) составило около 0,01 тнэ на 1 долл. США.

Структура спроса на энергоносители в Киргизии:

Основная часть первичных энергоносителей использовалась населением и в коммунально бытовом секторе- до 45%, для производства электроэнергии - 8%, для производства тепла было использовано 12%, для производства нефтепродуктов - 7%, для потребностей в промышленном и сельскохозяйственном производстве - 19%. Спрос на нетрадиционные виды энергии составил 0,5% , а различные потери составили 8,5%.

Производство тепловой энергии в 2004 г. составило 2764 тыс. Гкал, большая часть которой использовалась в жилом секторе (67%) и в промышленности (17%).

Потери тепловой энергии в 2004 г. снизились по сравнению с 1997 г. на 15%, однако в некоторых случаях они достигали 20% от общего объема потребления.

Одним из важнейших составных элементов электроэнергетического сектора Кыргызской Республики являются гидроэлектростанции. В 2004 г. общий объем произведенной электроэнергии составил 13,12 ТВт/час, из которых около 91% было выработано на каскаде Токтогульских гидроэлектростанций (установленная мощность этих станций составляет 2870 МВт).

В связи с комплексным использованием водных ресурсов (энергетика и ирригация) гидроэлектростанции Республики основную часть электроэнергии вырабатывают в летнее время, имея тем самым возможность экспортировать значительные объемы ее в соседние Республики и получая взамен от них электроэнергию в зимнее время (превышение экспорта электроэнергии над ее импортом в 2004 г. составило 0,9 ТВт/час).

Производство тепловой энергии в Кыргызской Республике (пар и горячая вода) в 2004 г. уменьшилось по сравнению с 1997 г. с 4632,0 до 2764 Гкал, или примерно на 40% (в основном за счет сокращения выработки пара и закрытия большинства промышленных котельных).

Основная часть тепловой энергии (61%) была произведена на ТЭЦ гг. Бишкека и Оша. Котельными Управления Кыргызжилкоммунсоюза, ведомственными котельными и котельными промышленных предприятий было выработано 35,8%, другими мощностями по производству тепловой энергии (электрические котельные, оборудование для промышленного использования) - 3,2%.

Всего 4 города в Республике имеют системы централизованного теплоснабжения- это г. Бишкек – 85% жилого фонда, г. Ош – 40%, г. Кызыл – Кия – 60%, г. Каракол – 26%. Тепловая энергия поставляется ТЭЦ и котельными, где сжигаются топочный мазут, природный газ и уголь. Кроме того, в Республике эксплуатируются электрические котельные с суммарной производительностью 1612 МВт. По расчетам, для отопления одного квадратного метра необходимо 160 кВтч/м² за отопительный сезон, причем в многоквартирных домах - 140 кВтч/м², в частных домах – 180 кВтч/м².

Во многих случаях микроклимат в домах неудовлетворителен, температуры в помещениях низкие (в связи с экономией расходов на отопление), слишком слабым или чересчур интенсивным воздухообменом (только естественная вентиляция без возможности регулировки). Основные причины: низкий уровень внешней теплоизоляции зданий и, в особенности, высокая воздухопроницаемость окон вследствие их низкого качества, разбалансированные системы отопления и старое оборудование в тепловых пунктах, вследствие чего потребители по большей части не имеют возможности

регулировать расход тепла на отопление. Велики также потери тепла в магистральных и распределительных сетях.

С 1997 г. в Республике реализуется проект «Реабилитация систем электроснабжения и центрального отопления» со стоимостью первого этапа в 20 млн. долларов США, финансируемый МАР, Азиатским банком реконструкции и развития, ДАНИДА, Швейцарским правительством. В этом проекте, при содействии программы ТАСИС, правительств Дании и других стран, производится переоборудование тепловых пунктов в жилом секторе г. Бишкека, реконструкция теплового оборудования на ТЭЦ и магистральной тепловой сети в г. Бишкеке. Кроме того, при поддержке Азиатского банка реконструкции и развития осуществляется модернизация котельных в школах, учебных заведениях, больницах и детских учреждениях Республики.

Уменьшение производства тепловой энергии на 40% по сравнению с 1997 годом требует незамедлительных мер направленных на широкое использование угля для восполнения энергетического баланса Киргизии.

Согласно статистическим данным Узбекистан, несмотря на относительно большие объемы внутреннего производства угля, до 1997 г. включительно являлся его нетто-импортером, а в последние годы полностью удовлетворяет свои потребности в твердом топливе за счет собственной добычи.

Суммарная установленная мощность всех электростанций в 2000 г. составляла 11,7 ГВт, из которых 9,8 ГВт приходились на тепловые станции. Электрический сектор в основном ориентирован на использование природного газа (84,5%) при доле угля всего в 4,7%. В стране в эксплуатации находится единственная угольная электростанция – Ангренская ТЭС мощностью 484 МВт. Помимо Ангренской ТЭС в строительстве находится еще один угольный блок мощностью 250 МВт. Который будет установлен на действующей мазутной Новоангренской электростанции. Это позволит в 2005 г. поднять долю угольных ТЭС в тепловых электростанциях с нынешних 4,7% до 6,5%. Согласно данным «Узбекэнерго», по-видимому, до 2010 г. Года можно ожидать строительства еще одного угольного. Дальнейшие планы по использованию угля в электроэнергетике связываются с переводом части существующих газовых электростанций на уголь. Рост числа угольных блоков предполагает увеличение потребления угля до 5 млн. т к 2005 г. и далее до 12 млн. т к 2020 г. Поскольку прогнозная добыча угля к 2020 г. оценивается в 7 млн. т, для удовлетворения внутренних потребностей Узбекистан будет вынужден импортировать уголь.

Таблица 8.1.

Перспективы роста доли угля в электроэнергетике Узбекистана

Годы	2000	2005	2010	2015	2020
Мощность ТЭС, млн. кВт	9888	11020	11555	11555	11555
Доля угольных ТЭС, %	4,7	6,5	9	12,06	17,5
Доля газовых ТЭС, %	84,2	83,2	80	72,2	71,2
Мощность угольных ТЭС, млн. кВт	463	716	1040	1395	

Приведенная табл.8.1.показывает динамику замещения газового топлива углем в перспективе до 2020 года.

9. Взаимосвязь между энергетическими политиками, реализуемыми в странах Центральной Азии и политиками этих стран в области окружающей среды.

9.1. Казахстан, являясь страной - участницей Конвенции, должен предоставлять проверяемые и точные реестры источников и объемов выбросов парниковых газов и разрабатывать всестороннюю стратегию по изменению климата. Первое национальное сообщение по изменению климата было подготовлено в 1998 году, и данные выбросов парниковых газов постоянно обновляются. Не определенный на сегодняшний момент статус Казахстана в рамках Киотского протокола создает препятствия в создании необходимых механизмов и стратегии для соответствия требованиям международного права по изменению климата.

В Казахстане имеются значительные извлекаемые запасы угля, в основном антрацита и каменного угля, добыча которых ведется в Карагандинском и Экибастузском бассейнах. Самый крупный угольный разрез в мире - Богатырь - находится в Экибастузском бассейне (Павлодарская область). Открытые угольные разрезы Богатырь, Северный и Майкубен-Вест добывают до 56% общей добычи угля в Казахстане и поставляют более 80% угля для выработки электроэнергии¹⁵. Такая деятельность оказывает основное негативное воздействие на окружающую среду и приводит к выбросам летучих загрязняющих веществ (химических соединений, частиц, пыли, диоксидов углерода и азота) с поверхности в атмосферу. К примеру, зарегистрированная концентрация пыли, оксида углерода и диоксида азота вблизи угольных разрезов Экибастузского бассейна в 1,5-2 раза выше предельно допустимой концентрации, что, в свою очередь, приводит к серьезной экологической проблеме - низкому качеству воздуха. Нет подтвержденных данных по количеству метана, выбрасываемого в атмосферу из угольных шахт (каждодневные и чрезвычайные выбросы); с учетом ухудшения состояния шахт такие выбросы могут быть довольно значительными.

В Казахстане электроэнергия вырабатывается на 71 станции, из них 5 - гидроэлектростанции, остальные - традиционные ТЭС. Самая крупная в стране электростанция (ГРЭС-1) мощностью 4000 МВт в Павлодарской области работает на угле. Установленная мощность всех электростанций в 2002 году - 18331 МВт, а используемая мощность 13975 МВт (ИЭИ, 2004). На долю гидроэлектростанций приходится 2200 МВт установленной и 2000 МВт используемой мощности.

Производство электроэнергии в 2002 году составило 58,8 млрд. кВт.ч; после экономического спада рост производства за последние 3 года превысил 5% в год. Вследствие существующей схемы линий электропередачи и размещения производящих и потребляющих отраслей, Казахстан как импортирует, так и экспортирует электроэнергию. В последнее время республика стала нетто-экспортером электричества.

В настоящее время в эксплуатации находятся 66 ТЭС, большинство из которых используют уголь Экибастузского и Карагандинского бассейнов. Доля угля в производстве электроэнергии превышает 80%.

Эффективность производства электро- и теплоэнергии даже с учетом комбинированной выработки очень невысока из-за физического износа и технологической отсталости установленного оборудования. По различным данным, от 30 до 70% оборудования нуждается в срочной замене. Возникают проблемы в области энергоэффективности вследствие низкой энергетической ценности используемого топлива и высокого содержания в нем золы.

9.2. Киргизия

Экологическая Стратегия Кыргызской Республики направлена на создание условий устойчивого развития страны для сохранения чистой и здоровой природной среды, биологического и ландшафтного разнообразия и оптимального природопользования.

Политические цели разработаны в следующих областях:

- защита водных ресурсов;
- защита воздуха, включая снижение CO₂, SO₂ и NO_x;
- защита почвы от загрязнения;
- переработка отходов;
- создание системы переработки отходов;
- защита от физического загрязнения;
- снижение уровня шума в городах;

Новые объекты энергетики, в том числе электростанции и котельные, должны строиться только на основе тщательного изучения спроса на энергию, наличия производственных мощностей, видов топлива и его поставок, а также приемлемости, надежности и безопасности с точки зрения экологии.

Выбросы CO₂ и другие выбросы газов, создающих парниковый эффект.

В 2004 г. выбросы углекислого газа в Кыргызской Республике были значительными (по оценке – более 12 млн. тн). Самым крупным источником выбросов углекислого газа является энергетический сектор, а также грузовой и пассажирский автотранспорт.

Основным источником CO₂ в промышленности является производство цемента, извести и кирпича.

Основными источниками метана являются сельскохозяйственный сектор и отходы.

Окиси азота (NO_x), углерода (CO) и не содержащие метан летучие органические соединения (NMVOC) в основном выделяются в энергетическом секторе при сжигании органического топлива и переработке нефти.

В Национальной энергетической программе рассматриваются основные экологические проблемы в порядке их приоритетности. Тем не менее, уже сейчас возникла потребность в реструктуризации экономики и новых целях и приоритетах экологической политики, а также более эффективных способах их достижения. Целями экологической стратегии Кыргызской Республики являются достижение устойчивого развития с тем, чтобы иметь возможность сохранить чистую и здоровую окружающую среду, биологическое и ландшафтное разнообразие и обеспечить оптимальное использование природных ресурсов.

В соответствии с Национальной энергетической программой обозначены основные экологические направления в энергетическом секторе Кыргызской Республики в ближайшем будущем:

1. Сбалансированная структура поставок потребителям первичной энергии с возрастанием удельного веса местных углей, со стабильной долей природного газа, предназначенного в основном для населения, и, в небольших масштабах, использование возобновляемых источников энергии, главным образом, на побережье озера Иссык-Куль.

2. Разработка мер по снижению выбросов SO₂ и NO_x, парниковых газов и летучей золы.

3. Дальнейшая разработка системы экологических ревизий.

Выполнение не требующих больших затрат мер по энергосбережению и по снижению вредных выбросов энергопроизводящими предприятиями.

1. Дальнейшее совершенствование нормативно - правовых актов.

2. Поощрение использования экологически безопасного топлива и осуществления мер, направленных на уменьшение загрязнения окружающей среды.

3. Установление стационарных систем мониторинга загрязнения окружающей среды на основных теплоэлектроцентралях и в котельных, а также по территории Республики.
4. Введение мер по снижению загрязнения окружающей среды в энергетическом секторе с учетом общей ситуации в национальной экономике.
5. Обеспечение экологического регулирования в энергетическом секторе посредством определения приоритетов экономических средств воздействия.
6. Дальнейшее совершенствование системы налогов, связанных с охраной окружающей среды, с выделением определенного объема полученных средств на выполнение мер по уменьшению загрязнения окружающей среды.
7. Усовершенствование системы контроля за загрязнением окружающей среды в промышленности и на предприятиях энергетики.

10. Оценка выбросов при сжигании углей посредством чистых угольных технологий

10.1 Влияние использования угля на окружающую среду

С точки зрения экологии уголь является наиболее загрязняющим окружающую среду ископаемым топливом. Он содержит различные примеси, минеральные компоненты, серу, азот, тяжелые металлы, и это ограничивает его полезность в качестве топлива. При сгорании угля выделяется много сернистых и азотистых оксидов, различных летучих частиц (зола и пыль), и наконец, наибольшее по сравнению с другими видами топлива количество CO_2 на единицу произведенной энергии. Например, при получении 1 ГДж теплоты из угля образуется 90 кг CO_2 , а из нефти и природного газа - 73 и 55 кг соответственно.

С негативными последствиями использования угля человечество сталкивалось издавна. Помимо некоторых бытовых неудобств, таких, как проникновение копоти и золы в жилище, присутствие в воздухе твердых загрязнителей вызывало множество заболеваний дыхательных путей. Попадающие в окружающий воздух оксиды серы и азота быстро окисляются в атмосфере до своих высших оксидов, которые, взаимодействуя с водяным паром, образуют мельчайшие капли серной (H_2SO_4) и азотной (HNO_3) кислот. Это приводит к выпадению кислотных дождей, наносящих огромный вред растениям и животным, зданиям, памятникам культуры и архитектуры. Однако главной проблемой является угроза здоровью человечества.

Оксиды азота, преимущественно NO и NO_2 , но также частично и N_2O вносят максимальный вклад в возникновение фотохимического смога. NO_2 , который относительно нейтрален в тропосфере, становится при выходе в стратосферу активным катализатором, вызывающим разрушение озонового слоя.

Наконец, сжигание угля приводит к образованию исключительно вредных полиароматических углеводородов, включая опаснейший бенз(а)пирен, оказывающий очень сильное канцерогенное и мутагенное действия.

Чтобы подчеркнуть масштабы экологического ущерба, связанного с неконтролируемым сжиганием угля, следует отметить, что по данным Всемирного банка в 1995 году экологический ущерб от сжигания угля в Китае оценивался примерно в 8% от общего национального ВВП (Такахаши, 1999).

В части атмосферных загрязнителей отдельного рассмотрения требуют выбросы парниковых газов, и в частности CO_2 , как наиболее доминирующего в продуктах сгорания угля и других видов ископаемого топлива. Действительно именно со сжиганием органических топлив связаны основные выбросы в атмосферу CO_2 , что со временем приводит к за-

метному росту его концентрации в атмосфере. При этом многие ученые и специалисты считают, что рост концентрации CO₂ в атмосфере должен привести к потеплению климата, и в течение ближайших 50 лет можно ожидать значительного глобального потепления, если не будет существенно сокращено выделение CO₂ и других "парниковых" газов.

Для иллюстрации вредного воздействия угольного топлива на атмосферу можно воспользоваться данными 1990 г. о ежегодных мировых выбросах загрязнителей, обусловленных сжиганием угля: сера - 90 млн. т, оксиды азота - 30 млн. т, твердые частицы - 30 млн. т, что составляет 80, 32 и 54% всех выбросов в окружающую среду от сжигания ископаемого топлива соответственно.

Таблица 10.1
Факторы выделения загрязнителей от использования различного топлива, кг/т

	Частицы	Углеводороды	NO _x	SO ₂
Сжигание угля	10(10)	0,4(3)	10(2)	30(30)
Сжигание природного газа	0,1(2)	0,1(3)	10(2)	0,01(2)
Переработка нефти	1,0(3)	1,0(3)	0,2(2)	1(3)
Сжигание нефти в виде моторного топлива	4,0(2)	20(2)	30(2)	3,0(2)
Прочее сжигание нефти	1,0(2)	0,5(2)	10(2)	10(3)
Сгорание биомассы	10(4)	5,0(5)	2(3)	0,4(3)

Кроме того, при сжигании угля в атмосферу ежегодно выделяются большие количества тяжелых опаснейших элементов, содержащихся в летучей золе, в том числе: 60000 т свинца, 50000 т никеля, 30000 т мышьяка, 300 т ртути, 60 т кадмия.

В табл.10.1 приведены расчеты удельных выделений традиционных атмосферных загрязнителей при сжигании различных видов топлива. В скобках указаны коэффициенты, определяющие диапазон возможных отклонений выбросов от средних значений. Из таблицы видно, что сжигание каждой тонны угля приводит к выделению значительно большего количества вредных веществ, чем любого другого органического топлива. Приведенные цифры получены в предположении, что какие-либо меры в части сокращения загрязнителей не приняты, и они полностью поступают в атмосферу.

10.2 Казахстан

Существуют различия в количестве выбросов парниковых газов в трех основных источниках данных. В Национальной стратегии по изменению климата указывается, что цифры, изначально представленные секретариату РКИК, были позже пересмотрены с уче-

том дополнительных данных и обновленных методик расчетов.

Таблица 10.2.
Чистые прямые выбросы парниковых газов, эквивалент в CO₂ (в тысячах тонн)

	Источник	1990	1994
1	Первое национальное сообщение	266134	212611
2	Координационный центр по изменению климата	317700	236300
3	Национальная стратегия по изменению климата	353522	233469

Таблица 10.3
Инвентаризация прямых парниковых газов за 1990-2002 года, согласно КЦИК,
в млн. тонн, эквивалент в CO₂

Источники парнико- вых газов и поглоти- тели	1990	1992	1994	1999	2000	2001	2002
СО₂	238.4	274.7	179.4	102.9	120.3	128.5	142.6
Энергетическая дея- тельность	218.3	257.8	171.9	94	108.5	115.6	128.3
% от общих выбросов	67%	72%	70%	67%	67%	68%	69%
Сжигание топлива	213.5	252.9	168.1	88.4	102.1	107.8	119.4
% от общих выбросов	65%	70%	68%	63%	63%	63%	64%
Неорганизованные выбросы	4.8	4.9	3.8	5.6	6.4	7.8	8.9
% от общих выбросов	1%	1%	2%	4%	4%	5%	5%
Промышленные про- цессы	20	16.9	7.5	8.9	11.8	12.9	14.4
Изменения, вызванные использованием земли, и лесные хозяйства	-10.5	-10.4	-10	-8.9	-8.3	-8.3	-8.3
СН₄	62.9	60.2	49.6	28.6	33.7	31.8	34.1
Энергетическая дея- тельность	43.6	41.4	33.7	18.5	22.8	24	21.6
% от общих выбросов	13%	12%	14%	13%	14%	12%	12%
Сжигание топлива	1.5	1.9	1	0.2	0.3	0.4	0.4
% от общих выбросов	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Неорганизованные выбросы	42	39.5	32.7	18.3	22.5	19.9	21.2
% от общих выбросов	13%	11%	13%	13%	14%	12%	11%
Промышленные про- цессы	0.04	0.03	0.02	0.03	0.02	0.03	0.03
Сельское хозяйство	16.5	16.1	13.4	7	7.3	7.5	7.9
Отходы	2.7	2.7	2.5	2.9	3.6	3.8	4.6
Н₂О	26.9	24.9	17.2	8.6	8.9	9.8	10.2
Энергетическая дея- тельность	0.8	0.9	0.6	0.3	0.4	0.4	0.4
Сжигание топлива	0.8	0.9	0.6	0.3	0.4	0.4	0.4
Сельское хозяйство	25.6	23.6	16.1	7.9	8.3	9	9.4
% от общих выбросов	8%	7%	7%	6%	5%	5%	5%
Отходы	0.5	0.4	0.5	0.3	0.3	0.3	0.4
Итого прямых вы- бросов парниковых газов	328.1	359.8	246.3	140.1	163	170.1	186.9
Итого выбросов по государству	317.7	349.5	236.3	131.3	154.7	161.8	178.6

Сценарий развития выбросов СО₂

Все имеющиеся сценарии выбросов основываются на смоделированных тенденциях энергетической деятельности (базисным показателем являются выбросы СО₂ в результате энергетической деятельности, а именно только сжигание топлива). Тем не менее, как уже отмечалось в предыдущем разделе, при прогнозировании схожих тенденций устойчивого

роста начальные цифры у различных авторов различаются. РЦИК предлагает установить 1992 год в качестве базового года, поскольку выбросы парниковых газов, согласно экспертной оценке КЦИК, находились на пике в 1992 году.

Сценарии общих прямых выбросов парниковых газов, согласно Национальной стратегии, в млн. тонн эквивалент в CO₂ (без технологических или энергетических изменений)

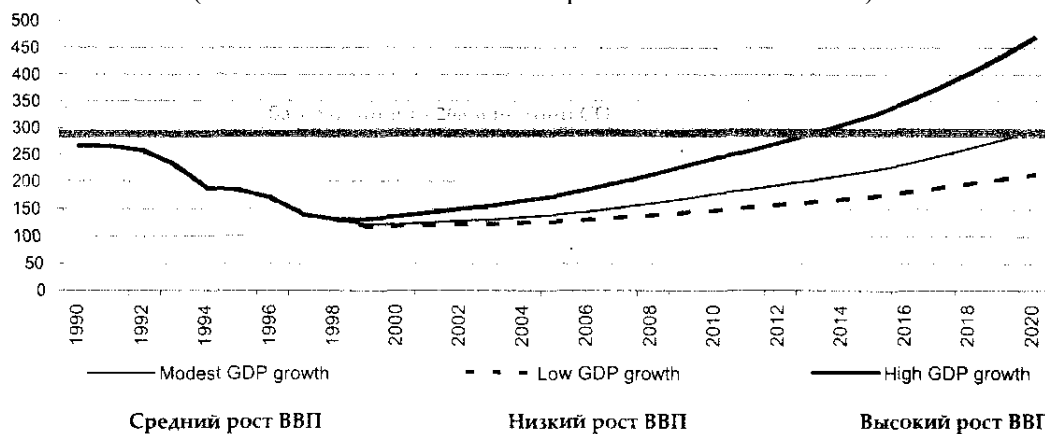


Рис.10.1.

Приняв во внимание текущие данные по фактическим выбросам CO₂ в результате сжигания топлива с 1990 по 2002 год, для прогнозирования выбросов CO₂ КЦИК использовал ту же модель ENPER¹, что и эксперты, подготовившие Национальную стратегию, однако допустив, что 1992 год будет базовым для проектов совместного осуществления и торговли выбросами. Диаграмма 10 показывает, что эти сценарии КЦИК прогнозируют устойчивый рост выбросов CO₂ и что в соответствии с оптимистичным сценарием роста ВВП Казахстан в 2009 году достигнет уровня 1992 года и к 2012 году превысит его на 5%. При использовании базового и реалистичного сценариев роста ВВП результаты прогнозирования показывают наличие значительных «свободных», то есть сэкономленных выбросов парниковых газов, которыми Казахстан сможет торговать в первом зачетном периоде Киотского протокола (2008-2012 годы). Если же предположить, что необходимо считать базовым 1990 год, то Казахстан превысит этот предел по основному, реалистичному и оптимистичному сценариям роста ВВП в 2011, 2009 и 2007 годах, соответственно.

Сценарии выбросы CO₂ от сжигания топлива, согласно КЦИК, в млн. тонн эквивалент в CO₂

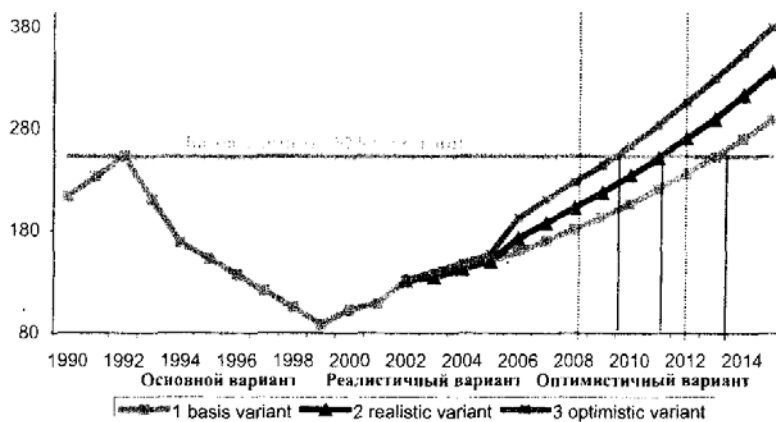


Рис.10.2.

В Национальной стратегии (диаграмма И) предпринята попытка дать оценку различных сценариев развития (изменение цен на нефть, реализация мер по повышению энергоэффективности и т.д.).

Различные сценарии общих прямых выбросов CO₂ согласно Национальной стратегии, млн. тонн, эквивалент в CO₂

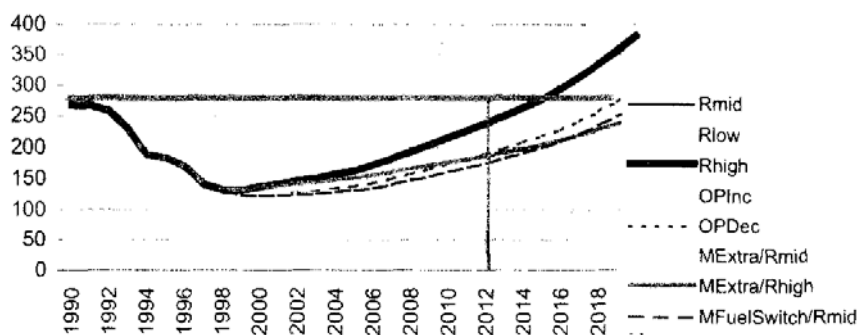


Рис.10.3.

Во всех выбранных сценариях прогнозируемые выбросы не превышают уровня базового 1990 года, установленного на первый отчетный период.

10.3 Киргизия

Фактические и прогнозные показатели по выбросам парниковых газов в CO₂-эквиваленте представлены в табл. 4. Из таблицы видно, что рост потребления тепловой энергии резко возрастет уже с 2010 г., что связано с преодолением стагнации теплоэнергетики в предыдущей декаде при одновременном естественном демографическом росте. Предел существующих мощностей и сопутствующий ему дефицит тепловой энергии будет восполняться только за счет ввода новых мощностей. Очевидно, что это будет не что иное, как строительство ранее запланированной в 1980-х гг. Кавакской ГРЭС. При расчетной мощности в 1200 МВт ввод в строй 1-го энергоблока в 200 МВт будет необходим уже в 2010 г. Характеристики и стоимость котлов и вспомогательного оборудования для базовой Кавакской ГРЭС приведены в Приложении.

Дальнейшее производство тепловой энергии с учетом обеспечения его экспорта в соседние страны (Китай, Индия, Пакистан) станет одной из основ устойчивого развития энергетики и соответствующего пополнения роста валового внутреннего продукта.

В таком случае соотношение показателей роста выработки тепловой энергии и размера ВВП будет прогнозироваться идентично в виду их прямой корреляции.

Таблица 10.4.

Фактический и прогнозный расчет выбросов парниковых газов в CO₂-эквиваленте на тепловых электростанциях и котельных Кыргызской Республики на период 1990-2100 гг., тыс.Гг

ПОКАЗАТЕЛИ	Ед. изм.	Годы											
		Факт		Прогноз									
		1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Выработка электроэнергии на ТЭС	млрд. кВтч	4,4	1,2	4,5	5,6	6,7	8,0	9,5	11,5	13,7	16,5	19,7	23,7
Выработка тепловой энергии на ТЭС и котельных	млн. Гкал.	14,3	3,06	18,4	22,8	27,2	32,5	38,7	46,7	55,9	66,9	80,1	96,0
Выработка тепловой энергии в переводе на кВтч	млрд. кВтч	16,6	3,6	21,4	26,5	31,6	37,8	45,0	54,2	64,9	77,7	93,0	111,5
Всего	млрд. кВтч	21,0	4,8	25,9	32,1	38,3	45,8	54,5	65,8	78,7	94,2	112,8	135,2
Выбросы в CO ₂ -эквиваленте	тыс. Гг	12,6	2,9	15,5	19,2	23,0	27,5	32,7	39,5	47,2	56,5	67,7	81,1

Примечание к таблице.

За основу прогнозных расчетов до 2100 г. были взяты коэффициенты прироста населения. Коэффициенты рассчитывались на базе показателей переписи населения Кыргыз-

ской Республики в 1959, 1969, 1979, 1989, 1999 гг. [6,7,9]. Соответственно показателям был рассчитан средний коэффициент прироста населения за прошедшие 50 лет. Данный коэффициент использовался для экстраполяции показателя удельного потребления тепла на душу населения в 1990 г. Экстраполяция производилась методом передвижек или последовательных постановок. Все остальные расчеты представляют собой стандартный инженерный пересчет показателей на основе установленных коэффициентов

10.4 Таджикистан

Известно, что классификация твердого топлива проводится по таким показателям, как степень разложения, теплота сгорания, выход летучей её частей, влажность, а также по крупности ископаемых углей. Ископаемые твердые топлива подразделяются на торф, бурые, каменные угли и антрацит. К бурым углям (марка Б) относят угли с высшей теплотой сгорания < 23,9 МДж/кг. По геологическому происхождению это следующая за торфом разновидность твердого топлива, в которой велико содержание летучих компонентов- 40-60%, водорода -4-7%, кислорода -15-30% и влажности -13-20%. К каменным относят угли, у которых значения теплоты сгорания > 23,9 МДж/кг. Они характеризуются высоким уровнем содержания углерода (75-89%). Антрациты (марка А) характеризуются низким выходом летучих компонентов(< 9%), высокой температурой сгорания, высоким содержанием углерода (89-93%). Антрацитовые угли содержат: до 1,3 % азота, до 0,9% серы.

В Таджикистане имеются 9 месторождений угля: «Фон-Ягноб», «Зидди», «Шуроб», «Сайёд», «Хакими», «Миёнаду», «Шуробод» и «Кухи малик». Объемы добычи угля в Республике в разрезе каждого месторождения имеет следующую динамику:

Таблица 10.5.

Объем добычи угля в Таджикистане за 1990 – 2004 г.г.

№	Название карьера, район расположения.	Единица измерения.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	АООТ «Ангишт» г. Исфара	тыс.тонн	433,2	27,1	11,5	6,0	10,9	13,5
2	Шахта «Фон-Ягноб» Айнинский р-н	тыс.тонн	34,0	7,0	9,1	10,2	11,0	11,7
3	Карьер «Зидди» Варзобский р-н	тыс. тонн				6,2	8,0	18,1
4	Карьер «Назар-Айлак» Раштский р-н	тыс. тонн				4,2	4,6	10,2
5	Карьер «Сайёд» Вахдатский р-н	тыс. тонн				5,2	10,3	18,6
6	Карьер «Хакими» Турсунадевский р-н	тыс. тонн				1,0	2,0	0,6
7	Карьер «Миёнаду» Раштский р-н	тыс. тонн					0,4	2,1
8	Карьер «Шуробод» Шурабадский р-н	тыс. тонн				0,2	1,0	2,0
9	Карьер «Кухи Малик» Тавилдаринский р-н	тыс. тонн						3,7
10	Всего	тыс. тонн						80,5

Для добычи угля из действующих в Таджикистане карьерах используют как шахтный метод так и способ открытой разработки. В месторождениях Шуроб (г. Исфара) и «Фон-Ягноб» (Айниский р-н) используется шахтный метод добычи угля, а в карьерах «Зидди», «Шуроб», «Сайёд», «Хакими», «Миёнаду», «Шуробод» и «Кухи малик» открытый способ.

Почти основной объем каменного угля добывают в шахтах с глубиной 500-600 м. В этих шахтах, прежде чем приступить к их закладке, проведена геологическая разведка путем бурения. После установления размера месторождения, расположения, простирания, мощность и число пластов приступают к сооружению шахты. Последняя имеет два вертикальных ствола; один для перемещения людей, материалов и добытого угля, второй – вентиляционный. Для добычи угля организована система горных выработок, соединяющих собственно место добычи со стволом. Добыча угля и его транспортировка под землёй постоянно механизмуется.

Прежде чем приступить к разработке месторождения «Зидди», «Шуроб», «Сайёд», «Хакими», «Миёнаду», «Шуробод» и «Кухи малик» открытым способом проводится детальная разведка для определения мощности пласта, характера и толщи покрывающих пород и присутствия воды. При современном уровне механизации этих карьеров целесообразно добывать уголь открытым способом, например из пласта мощностью 20 м при толще покрывающих пород 140 м, т.е. при отношении толщи пород к толще пласта угля от 4:1 до 9:1. Применяются три типа перемещения породы, снятой с пласта: 1. экскаваторами, поездами и отвалочными машинами; 2. при помощи отвального моста; 3. канатно-скребковыми экскаваторами (драглайнами).

Известно, что угли образовались в разные геологические эры из остатков высших растений, т.е. из древесины. При углеобразовании совместное влияние оказывали биологические факторы, процессы гидролиза, окисления и восстановления, давления пород, температура и время. Поэтому, в зависимости от возраста углей и геологических воздействий на них, встречаются почти все разновидности их- от богатых кислородом и водородом лигнитоподобных углей, бурых углей, каменных углей и антрацита до- 100%-ного углерода- графита. Каждое месторождение имеет свой специфический химический и минералогический состав. Добыча угля может быть экономически выгодным, если учесть содержание в угле других более полезных компонентов, например, редких и полезных элементов: германий, титан, ванадий, стронций, барий, хром и др.

Химическим анализом установлен элементный состав всех месторождений углей Таджикистана. Например, приводим данные по карьере «Назар-Айлок», %: свинец- 0,0004; цинк- 0,005; медь- 0,001; барий-0,04; сера- 0,624; хром- 0,0005; молибден- 0,0002; ванадий- 0,0009; германий-0,0006; стронций – 0,004; никель- 0,0003; марганец- 0,004; титан- 0,0003;

литий- 0,002; Определены также другие свойства этих углей: зольность- 4,2 %; выход летучих компонентов- 9,0%; теплота сгорания 7,18 ккал/ кг.

Использование угля для получения энергии связано с рядом нежелательных последствий. Помимо основных элементов – углерода, водорода и кислорода - угли содержат азот и серу. Содержание азота в углях Таджикистана колеблется от 0,5 до 2,5%, серы от 0,3 до 12%. Кроме того, в этих углях присутствуют минеральные компоненты. Поэтому при сжигании в атмосферу выбрасываются большое количество пыли, оксидов серы и азота, соединений фтора, легколетучие металлы, а также органические вещества.

Отказаться от использования угля в энергетике сегодня невозможно, поэтому необходимы решения, позволяющие повысить эффективность его сжигания, а также снизить или ликвидировать выбросы в атмосферу вредных веществ.

Решения эти заключаются:

1. Переход на наиболее целесообразный и эффективный способ сжигания, используя опыт химического аппаратостроения;
2. Способ сжигания необходимо сочетать с химическим улавливанием вредных компонентов из продуктов сгорания;
3. Провести газификацию углей и очищать образующиеся горючие газы химическими методами перед сжиганием;
4. Превратить уголь в жидкое топливо и перед использованием тоже обязательно очищать от вредных примесей.

Одно из достоинств метода сжигания угля с кипящим (псевдоожиженным) слоем состоит в возможности сильного снижения выброса вредных газов. Здесь значительно уменьшена налипания частиц золы на теплопередающие поверхности, что позволяет не только использовать зольные угли, но и вводить в кипящий слой частицы химических поглотителей оксидов серы (известь, оксид магния и доломит). А некоторое снижение температуры позволяют уменьшить выбросы оксидов азота.

Зола углей состоит из: SiO_2 , Al_2O_3 , F_2O_3 , CaO , MgO , K_2O , Na_2O , некоторые из которых (щелочные и щелочноземельные металлы) находятся в виде сульфатов и карбонатов.

Поэтому зола и твердый остаток от сжигания углей считается сырьём для получения глинозема, железоксидного пигмента или алюмо-железистого коагулянта если проводить серно- или азотнокислотное их разложение. Такие исследования на основании углей месторождений «Зидди», «Навабад» и «Назар-Айлак» проводились в Институте химии АН РТ. Результаты опытно- промышленных испытаний свидетельствуют об экономической целесообразности этих работ.

Почти во всех котельных Таджикистана основанных на применение в качестве топки - угля предусмотрено простое сжигание углей без их предва-рительной переработки, так как заводы по переработки или обогащения углей в Таджикистане не имеются. Простое сжигание углей, богатых летучими веществами, без получения из них ценных продуктов не может долго продолжаться. Необходимо перейти к широкому использованию всех пригодных к перегонке углей для получения продуктов их переработки и сочетать обогащение угля с энергетическим использованием его, как это уже осуществлено во многих развитых государствах.

Известно, что основными методами обогащения угля являются сухая перегонка (коксования) и гидрогенизация. Опытная лабораторное коксования углей месторождения «Шуробод» проведенной в Институте химии АН РТ показала, что при температуре 100°C выделяется вода, при 200°C- выделяются газы состава угля, при 375°C начинается смолообразование, при 550 °C выделяются продукты разложения (вода и газ), а при 600 °C и выше выделяется аммиак. В свою очередь при разгонке каменноугольной смолы получается до 60% остатка (пек) и 40% дистиллята (масла). Из числа выделенных продуктов каменноугольная смола содержит нафталин (6%), фенантрен (3,6%), аценафтен (1,4%), флуорен (1,5%), антрацен (1,0%), карбозол (1%), крезолов (1,2%) и бензол и его гомологов (0,7%).

Наличие собственного газообразного и жидкого хлора в Таджикистане, производимой АО «Таджикхимпром» -ом в перспективе обеспечивают на основании местных месторождения углей, организацию производства хлорорганических соединений, что является своего рода привлечением местных материально-сырьевых ресурсов для нужд производств, а также рациональное использование энергетических ресурсов. Однако только использование новых современных методов и оборудовании могут решить эти вопросы не минуя экологические аспекты данной проблемы.

10.5 Узбекистан

Количественная оценка загрязнения атмосферы выбросами токсичных ингредиентов дымовой трубы Ново-Ангренской ТЭС с позиции сложившейся в республике экологической политики показала, что максимальные приземные концентрации оксидов азота и серы, ниже разрешенных Госкомприроды РУз квот, а золы угля превышают установленные нормативы.

Несмотря на то, что Ново-Ангренская ТЭС сравнительно новая, коэффициент использования мощности и КПД в последние годы находятся на низком уровне и расходы на ремонт резко возросли. Все блоки вынуждены работать на пониженной мощности из-за снижения калорийности сжигаемого угля, дефицита газового топлива.

Ангренская ТЭС с первоначальной установленной мощностью 484 МВт, составляет 4,3% установленной мощности энергосистемы. Первый агрегат введен в эксплуатацию в 1953 году, последний – в 1968 году. Сжигание в котлах не проектного топлива и выработанный ресурс оборудования привели к тому, что за последнее пятилетие средняя фактическая мощность станции не превышает 90 МВт. Существенное снижение калорийности угля явилось следствием того, что станция переведена, в основном на выработку тепловой энергии, а это привело к снижению коэффициента использования мощности и тепловой эффективности.

Станция оборудована 11 энергетическими пылеугольными котлами Таганрогского котельного завода (ст.№1-5 - ТП-230-2, ст.№6-11 - ТП-45) паропроизводительностью 220-230 т/ч каждый. Котлы оборудованы прямоточными горелками с 4 шахтными мельницами. В котлах сжигается уголь и низкокалорийный газ подземной газификации угля, для подсветки угля используется мазут. Подземгаз сжигается в котлах ст.№1-3. Для этого на каждом котле установлены по 2 газовые горелки. Котлы подсоединены дымоходами к 4 дымовым трубам. Для улавливания золы угля котлы ст. №1-7 оборудованы одной ступенью газоочистки типа БЦУ-250Р, а котлы ст. №8-11 - двумя ступенями газоочистки – БЦУ-250Р и электрофильтрами типа ДГТИ-91-3. Степень одноступенчатой очистки дымовых газов от золы составляет (85-86)%, а степень двухступенчатой очистки с электрофильтрами – (95-96)%.

Количественная оценка загрязнения атмосферы выбросами токсичных ингредиентов дымовых труб Ангренской ТЭС с позиции сложившейся в республике экологической политики показала, что максимальная приземная концентрация оксидов азота и серы, а так же золы угля превышают разрешенные Госкомприроды РУз нормативы.

Таблица 10.6.

Значения выбросов загрязняющих веществ и диоксида углерода от источников тепловых станций ГАК УЗБЕКЭНЕРГО за период 2002-2003 годы, а также прогнозируемые при увеличении доли угля в топливном балансе Ново-Ангренской и Ангренской ТЭС

Год	расход топлива тыс. т	топливный баланс, %			Выбросы ингредиентов, тонн				Выброс диоксида углерода (тыс. т)
		газ	мазут	уголь	всего	диоксид серы	оксиды азота	зола угля	
2002	16 958,5	84,7	11,1	4,2	224 395,9	125 138	42 396	55 475	29 409,0
2003	16 632,3	86,7	10,3	3,0	206 143,1	120 120	37 167	48 226	28 472,4
2004	18 049,4	83,5	9,7	6,8	255 571	133 205	45 124	47 242	31 809,7
2005	18 539,8	82,6	9,4	8,0	231 700	136 824	46 350	48 526	32 968,5

2010	20 937,2	77,4	9,0	13,6	26 1661	154 517	52 343	54 801	38 880,2
------	----------	------	-----	------	---------	---------	--------	--------	----------

Согласно целям Национальной энергетической стратегии на период 2000÷2010 годы доля угля в структуре топливного баланса отрасли должна возрасти с 3,04% в 2003 году до 17,5% в 2010 году. Расход угля на Ново-Ангренской и Ангренской ТЭС должен составить 8,4 млн. тонн в 2010 году, вместо существующей 1,8 млн. тонн в 2003 году, а добыча угля по Республике - 12 млн. тонн.

Выполнение этой масштабной задачи потребует в первую очередь модернизацию действующих угледобывающих предприятий, а так же проведение реконструкции оборудования станций, сжигающих уголь, в том числе строительство золошлакоотвала №2. на Ново-Ангренской ТЭС.

На втором этапе необходима реализация на угольных котлах отрасли природоохранных мероприятий, направленных на увеличение эффективности золоочистки, а так же обустройство котлов очисткой дымовых газов от выбросов диоксида серы. Между тем, проведение этих мероприятий является целесообразным для Ново-Ангренской ТЭС, и совершенно не актуально для Ангренской ТЭС, оборудование которой выработало свой ресурс. По всей вероятности для Ангренской ТЭС является предпочтительным коренная ее модернизация с заменой традиционного способа сжигания топлива на новый (например, кипящий слой с использованием инертных или щелочных носителей, предтопочная газификация или конверсия угля и т.д.).

В соответствии с программой увеличения доли сжигаемого угля в топливном балансе ГАК УЗБЕКЭНЕРГО на 2001 – 2010, годы к 2010 году количество его должно составить 8,4 млн. тонн в год. Увеличение доли угля в топливном балансе станций приведет к существенному росту золы как в выбросах в атмосферу, так и в образованных основных производственных отходах, а также диоксида серы в выбросах в атмосферу.

В этой связи, реализация намеченной программы должна проводиться наряду с разработкой и внедрением дополнительных природоохранных мероприятий, обеспечивающих смягчение негативного экологического воздействия на объекты природной среды Аханганской долины.

Учитывая то, что возможность технологических способов снижения выбросов на существующем оборудовании угольных электростанций практически исчерпана, возникает необходимость внедрения современных передовых технологий сжигания топлива. В частности на Ангренской ТЭС перспективна замена устаревшего котельного оборудования на котлы с ЦКС, которые имеют ряд преимуществ: не требуют «подсветки» факела мазутом,

менее требовательны к квалификации персонала, а также к степени подготовки топлива, имеют меньшие габаритные размеры, а значит меньшую металлоемкость.

На Ново-Ангренской ТЭС требуется оснащение установками по очистке дымовых газов от оксидов серы, реконструкция существующих электрофильтров.

В связи с тем, что утилизация золошлаковых отходов ограничена потребностями предприятий стройиндустрии, требуются технологии по переработке и утилизации золошлаковых отходов, накопившихся на золошлакоотвалах электростанций.

11. Оборудование по утилизации шахтного метана.

Оборудование по утилизации шахтного метана. Сепаратор СЦВ-5

Программа по внедрению сепараторов СЦВ-5 в схеме утилизации метана – газа с различной концентрацией метана, который образуется в угольных пластах и концентрируется в стволах шахт при добыче угля.

Техническое решение конструкции сепаратора позволило увеличить эффективность очистки воздуха до 99.99%. Содержание взвешенных частиц на выходе – 0, «воздух Кл.1 ГОСТ 17433-80». СЦВ-5 не имеет аналогов по своим техническим характеристикам.

Первый вариант использования сепаратора СЦВ-5. В целях обеспечения безопасности шахтеров, находящихся в забое, производится откачка **шахтного газа** из стволов шахты вакуумными насосами. Концентрация метана (горючих газов) в данном газовом потоке составляет 1-2%, что делает непригодным этот газ для дальнейшего использования. В данном случае возникает проблема в работе вакуумного насоса в связи с тем, что в газовом потоке откачиваемом из шахты идет большое количество угольной пыли, которая негативно влияет на работу вакуумного насоса. Данную пыль необходимо удалять. Сепаратор устанавливается перед вакуум-насосом для удаления мельчайших частиц пыли и влаги.

Второй вариант использования сепаратора СЦВ-5. В стволах бурятся шурфы, через которые идет откачка метана, в целях недопущения его попадания в стволы шахт, где ведутся работы, далее метан по трубам подается на поверхность. Таким образом происходит **утилизация метана**.

Такое решение вопроса позволяет:

- уменьшить количество метана в местах, где работают шахтеры;
- попутно добывать метан из угольных шахт;

Концентрация метана при такой откачке его из шахты составляет порядка 25-40%, что делает возможным его дальнейшее использование в качестве топлива для газо-поршневых, газотурбинных установок, теплоэлектростанций. В данном случае также возникает проблема в работе вакуумного насоса и кроме того после вакуумного насоса газ необходимо подать в ГТУ, ГПУ, ТЭЦ, поэтому необходима его дальнейшая очистка. Данный вариант добычи горючих газов из шахт может применяться также на законсервированных угольных шахтах.

Сепаратор СЦВ-5 в схеме утилизации шахтного газа метана

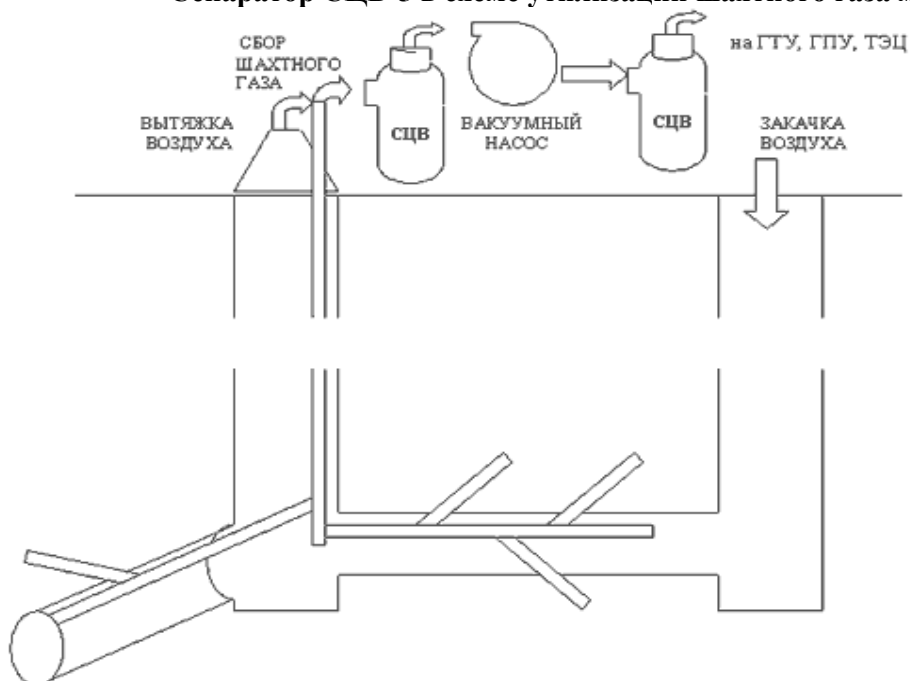


Рис. 11.1.

Способ извлечения метана из вентиляционных струй шахт

Сущность технологии: извлечение метана из сжатой метановоздушной смеси вентиляционной струи путем низкотемпературной адсорбции с получением холода путем кристаллизационных процессов.

Способ позволяет: на основе комбинирования газогидратных и сорбционных энергозатратных процессов извлечь метан из вентиляционной струи шахты; одновременно с извлечением метана осуществлять и другие необходимые для шахты мероприятия – охлаждение шахтного воздуха и деминерализацию шахтной воды, компенсируя энергетические затраты одних процессов за счет избытка их в других.

Назначение: предотвращение выбросов метана вентиляционных струй шахт в атмосферу с целью улучшения экологической обстановки и его утилизация.

Область применения: газonosные угольные шахты.

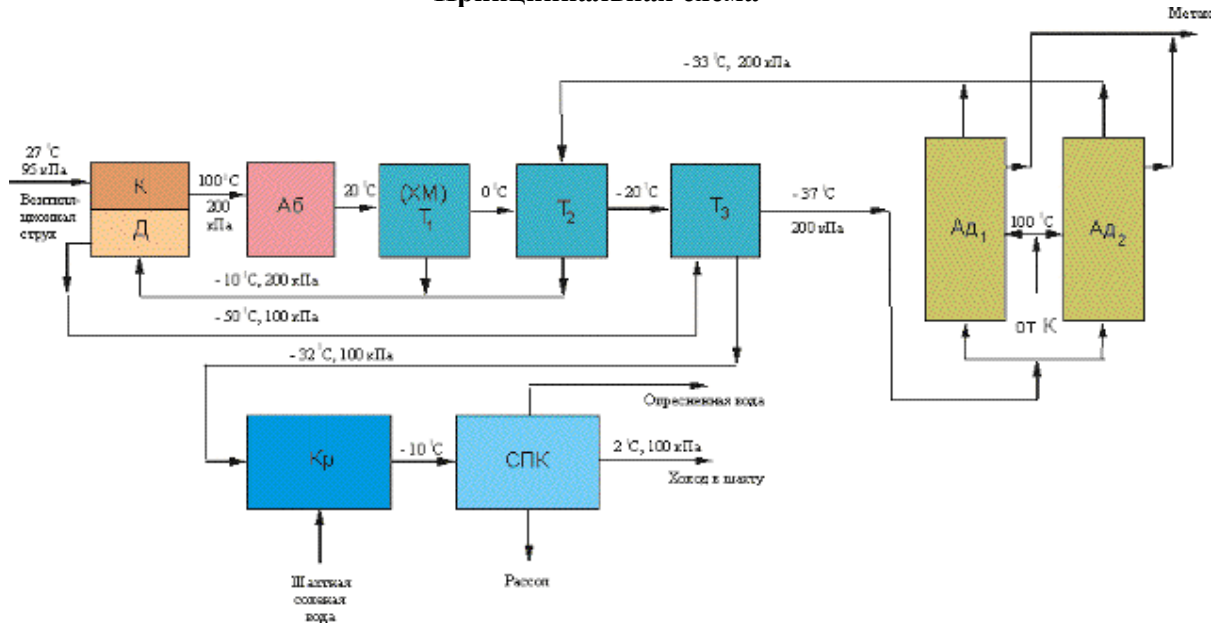
Основные характеристики:

концентрация метана на выходе из установки - 100 %;

получение низких температур до - 50оС;

попутное получение пресной воды.

Принципиальная схема



- компрессор
- Д - детандер
- Аб - водяной барботажный абсорбер
- Т - теплообменники
- ХМ - холодильная машина
- Ад - адсорберы
- р - кристаллизатор
- П - сепарационная промывочная колонна

Рис. 11.2.

12. Обзор реформ ценовой политики на топливо и электроэнергию в странах Центральной Азии.

Цены на Энергию. Политика Установления Цен на Энергию

Государственные агентства по энергетике были созданы во всех ЦАС в качестве постоянно действующего государственного учреждения Указами Президентов. На Госагентства была возложена обязанность по установлению регулируемых цен на энергию (электроэнергию, природный газ и централизованное теплоснабжение).

Кроме указанных выше, Госагентства по энергетике выполняют следующие функции:

- анализирует основные экономические проблемы энергетического сектора, включая инвестиции;
- определяет принципы установления цен на электроэнергию, централизованное теплоснабжение, горячее водоснабжение и природный газ;
- утверждает методики расчета цен и тарифов на вышеперечисленные энергоресурсы;
- осуществляет контроль над использованием цен на электроэнергию, централизованное теплоснабжение, горячее водоснабжение и природный газ;
- рассматривает и утверждает нормы потребления тепловой энергии (применяемые в период установления цен), включая количество тепловой энергии, необходимое для горячего водоснабжения и отопления помещений;
- рассматривает и утверждает нормы потребления топлива для производства тепловой и электрической энергии.

Уровни Цен

Ценовые политики строятся на положении что цены должны покрывать затраты, а перекрестных субсидий не должно существовать. Однако, существенного регулирования цен в сторону стимулирования использования минерального угольного топлива не отмечается по следующим причинам:

1. Социальный фактор повышения цен на электроэнергию или топливо настолько существенный, что проведение подобного регулирования требует высокой политической воли.
2. Отсутствие глубокой аналитической работы по выявлению краткосрочных и долгосрочных прогнозов по различным сценариям развития.
3. Отсутствует проработка бизнес-планов по увеличению добычи углей в жестком балансировании с потребительскими рынками топлива и энергоресурсов. (имеются отдельные несбалансированные бизнес-проекты реализация которых вызывает много вопросов).

Пошлины и налоги на защиту окружающей среды

Для реализации экономических и экологических решений должны применяться следующие экономические инструменты:

- налоги на природные ресурсы;
- сборы за выбросы вредных веществ в атмосферу;
- штрафы за превышение показателей лимита выбросов;

Налоги на природные ресурсы (полезные ископаемые) уплачиваются в Государственный бюджет. Он напрямую связывает налог с количеством добытых ресурсов.

Среди экспертов-экономистов широко распространено мнение, что большие денежные доходы от продажи минеральных ресурсов не всегда положительно влияют на экономическое развитие стран, обладающих их значительными запасами. Вместо того,

чтобы способствовать росту благосостояния этих стран, приток «нефтедолларов» зачастую приводит к снижению конкурентоспособности обрабатывающих отраслей, неэффективному распределению государственных средств и чрезмерной зависимости экономики от колебаний цен на мировом рынке энергоносителей. Кроме того, «ресурсный бум» порождает погоню за сверхприбылью и рентными доходами, в результате чего усиливаются коррупция и авторитарные тенденции в государственной политике. Все эти негативные последствия опережающего роста добывающей промышленности фигурируют в специальной литературе под общим названием «голландская болезнь» (Dutch Disease) или же, в более широком понимании, «ресурсное проклятие» (Resource Curse).

Некоторые аспекты влияния «голландской болезни» на развитие добывающей промышленности Казахстана исходят из того, что ограничение роста внутреннего дохода через стерилизацию большей части доходов от добычи нефти в целом замедляет развитие страны. Стерилизация нефтяных доходов может принести экономические выгоды лишь в краткосрочной перспективе. Подобная политика в определенной степени поддерживает местных производителей, но при этом консервирует старые, неэффективные методы хозяйствования в обрабатывающем секторе, препятствуя тем самым его коренной реструктуризации и модернизации ввиду отсутствия каких-либо внешних стимулов для улучшения эффективности. Вследствие стерилизации нефтяных доходов возникают значительные перекосы в экономическом и гуманитарном развитии: ограничение реинвестирования и косвенное сдерживание роста уровня благосостояния населения в долгосрочной перспективе окажут негативное влияние на совокупный фактор производительности (total factor productivity), значительно ограничив способность экономики к дальнейшему развитию. Заниженный обменный курс национальной валюты, низкие затраты на рабочую силу и неэффективное использование производственных мощностей, унаследованных от бывшего Советского союза, вряд ли будут способствовать устойчивому экономическому росту в будущем. Для продолжения позитивной динамики роста необходимо искать новые источники повышения конкурентоспособности национальной экономики производительности (total factor productivity), значительно ограничив способность экономики к дальнейшему развитию. Заниженный обменный курс национальной валюты, низкие затраты на рабочую силу и неэффективное использование производственных мощностей, унаследованных от бывшего Советского союза, вряд ли будут

13. Недостатки местных законодательств в плане широкомасштабного использования угля в странах региона в качестве топлива и пути их устранения.

Важной задачей в угольной отрасли для повышения конкурентоспособности угольной продукции и обеспечения ее выхода на международный рынок является регулирование тарифов на перевозку угля. В связи с реструктуризацией железнодорожного транспорта Республики Казахстан, созданием конкурентного сектора перевозок, ряд угледобывающих предприятий создали частные компании по перевозке угольной продукции. Так, американская компания «Access Industries (Eurasia), LLC», ведущая добычу угля в экибастузском угольном бассейне, создала ТОО «Богатырь Транс», осуществляющее порядка 30% перевозок угля с разреза до потребителя от общего объема его добычи.

Создание таких частных структур по перевозке угля намерены осуществить АО «Евразийская энергетическая корпорация», ЗАО «Майкубен Вест», ТОО «Каражира ЛТД», АО «Испат-Кармет» и ряд других угледобывающих компаний.

Это будет способствовать созданию конкурентной среды между перевозчиками угольной продукции и, в конечном счете, стабилизации железнодорожных тарифов.

По прогнозам мировой экономики до 2020 года производство электроэнергии будет устойчиво расти в среднем на 2,7% в год. В связи с этим перед угольной промышленностью страны одной из первостепенных задач является повышение качества угольной продукции. В целях реализации данной задачи Министерством энергетики и минеральных ресурсов на 2004-2006 годы разработана республиканская бюджетная подпрограмма 101 "Обеспечение перехода угольной отрасли на международные стандарты".

Реализация вышеназванной программы позволит:

- создать нормативную базу угольной отрасли в соответствии с международными требованиями;
- определить концепцию и механизм перехода угольной отрасли на международную практику;
- осуществить совершенствование, гармонизацию и разработку государственных стандартов;
- обеспечить введение технических регламентов;
- осуществить совершенствование системы сертификации углей, классификацию и кодификацию углей по международной системе для устранения технических барьеров;

- повысить конкурентоспособность угольной продукции и обеспечить ее выход на международный рынок.

В целом, в 2004-2007 годах планируется разработка 19 государственных стандартов и пяти изменений к действующим стандартам, каталогов и классификаторов угольных продукций Экибастузского, Майкубенского, Карагандинского бассейнов, месторождений Шубаркольского, Куу-Чекинского, Каражыра, Сарыадыр, Борлинского и Юбилейного.

Кроме того, предприятиями угольной отрасли проводится большая работа по внедрению международных стандартов ИСО серий 9000 и 14000.

В ОАО «Шубарколь Комир» в 2003 году в соответствии с Планом мероприятий на 2003-2006 гг. по приведению выпускаемой продукции в соответствие с международными стандартами внедрена система менеджмента качества ИСО серии 9000, которая является общепризнанной гарантией устойчивого качества и способности предприятия обеспечить строгое выполнение требования контракта в отношении всего объема поставляемой продукции. В декабре 2003 года в органе сертификации TUF CERT (Германия) получен сертификат системы менеджмента качества на соответствие международному стандарту ИСО серии 9001:2000.

АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» в 2003 году органом сертификации TUF CERT общества TUF Management Service GmbH также сертифицировано по международной системе качества система менеджмента качества ИСО 9001:2000 в области добычи и реализации угля.

С целью внедрения систем менеджмента качества международных стандартов ИСО 14000 ТОО «Богатырь Аксес Комир» в 2003 году заключен договор с Центром охраны здоровья и экопроектирования Республики Казахстан на «Экологический аудит и консалтинговую поддержку создания системы экологического менеджмента в соответствии со стандартами ИСО серии 14001». По состоянию на 1 октября 2004 года разработаны Стандарты предприятия, а также проведен тренинг персонала. Создание в ТОО «Богатырь Аксес Комир» системы экологического менеджмента в соответствии с ИСО серии 14001 даст возможность существенно оптимизировать природоохранный процесс, вовлечь весь персонал в экологическую деятельность и добиться существенного улучшения экологических параметров деятельности предприятия.

АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» в 2004 году проведено обучение персонала. В течение 2005-2006 гг. предполагается с участием консалтинговой фирмы адаптировать нормативно-техническую и эксплуатационную документации, а также привести в соответствие с требованиями ИСО соответствующее оборудование.

Сертификацию предприятия по международным стандартам ИСО 14001 предполагается провести в ноябре 2006 года.

14. Социальные факторы развития чистых угольных технологий в регионе.

Ценовые политики строятся на положении что цены должны покрывать затраты, а перекрестных субсидий не должно существовать. Однако, существенного регулирования цен в сторону стимулирования использования минерального угольного топлива не отмечается по следующим причинам:

1. Социальный фактор повышения цен на электроэнергию или топливо настолько существенный, что проведение подобного регулирования требует высокой политической воли.

2. Отсутствие глубокой аналитической работы по выявлению краткосрочных и долгосрочных прогнозов по различным сценариям развития.

3. Отсутствует проработка бизнес-планов по увеличению добычи углей в жестком балансировании с потребительскими рынками топлива и энергоресурсов. (имеются отдельные несбалансированные бизнес-проекты реализация которых вызывает много вопросов).

В некоторых районах ЦАС наблюдается существенное сокращение расходов топлива и энергоносителей на коммунальные нужды. Примером того может быть Киргизия снизившая на 40% затраты топлива в коммунальной энергетике за счет ухудшения условий жизни.

В бизнес-планах по увеличению использования угольных технологий не рассматриваются социальные вопросы занятости, местных и государственных бюджетов, развития инфраструктур.

15. Перспективы использования чистых угольных технологий в странах региона.

В соответствии со Стратегией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан в части электроэнергетики и угольной промышленности прогнозируется рост угледобычи с 84,7 млн. тонн в 2003 году до 98÷100 млн. тонн в 2020 году или \approx на 18,1%. При этом планируется рост внутреннего потребления к 2020 году почти на 10 млн. тонн, экспорт энергетических и коксующихся углей на уровне 20-30 млн. тонн в основном на электростанции Урала и Сибири, металлургические комбинаты Российской Федерации. Импорт угля из России сохранится в пределах 200 тыс. тонн, сложившемся в 2003 году для ферросплавного производства Казахстана.

В целом ресурсы энергетического угля в полной мере обеспечивают потребности тепловых электростанций, для устойчивого топливообеспечения других отраслей и коммунального сектора предусматривается в полтора раза с 10,0 млн. тонн до 15,0 млн. тонн увеличить добычу низкочольного угля на Шубаркульском и Майкубенском месторождениях, а также на разрезе «Каражира».

Стратегией развития ТЭК также намечается рост добычи угля подземным способом в Карагандинском бассейне, большая часть которого может быть вовлечена в ресурсы для производства кокса. В целях обеспечения потребности Министерством принято решение о увеличении мощностей по производству кокса к 2005 году на 900 тыс.т в год или на 34,6 % к достигнутому уровню. В целом добыча качественных углей подземным способом прогнозируется в 2005 году на уровне 10-12 млн.т, в 2010 году-12-14 млн.т и в 2015 году-14-16 млн.т.

Учитывая роль Экибастузского угольного бассейна в топливно-энергетическом балансе страны по поручению Правительства Республики Казахстан Министерством разработана и утверждена приказом Министра Программа «Уголь Экибастуза» на 2003-2005 годы.

Основными задачами Программы являются:

1. сохранение и расширение рынков сбыта экибастузского угля;
2. полное обеспечение потребностей предприятий Казахстана и импортеров в энергетическом топливе;
3. достижение современного технического и технологического уровня угледобычи на разрезах на основе модернизации технической базы и внедрения новых технологий;
4. улучшение качественных характеристик реализуемого угля;

5. проведение мероприятий по обеспечению благоприятной экологии в регионе;
6. решение социальных проблем.

В соответствии с Планом мероприятий по реализации Программы для обеспечения рационального использования недр и достижения объемов добычи угля на уровне потребности в экибастузских углях, сохранения внутреннего и внешнего рынков сбыта путем поддержания цены на уголь на конкурентоспособном уровне разработан и утвержден Приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов от 29 декабря 2003 года № 255 «Комплексный проект освоения и разработки Экибастузского каменноугольного бассейна».

1. Проектом предусмотрено:

- По разрезу «Богатырь» в период с 2002 по 2045 годы освоить 82,8 млрд. тенге, ежегодный объем добычи угля не менее 30 млн. тонн, рост производительности труда на одного рабочего с 677 до 1205 тонн/мес.
- По разрезу «Северный» произвести временную консервацию запасов угля на участках 2 и 3, имеющих высокие коэффициенты вскрыши, концентрацию горных работ на участках 1 и 4 с одновременным принятием мер по улучшению технико-экономических показателей работы разреза и региональной экологической обстановки, снижению зольности добываемого угля. На реализацию проектных решений по разрезу прогнозируется освоить 35,4 млрд. тенге, сохранение производительности труда по добыче на одного рабочего на уровне 425 тонн/мес. Объем добычи угля по разрезу намечается не менее 4 млн. тонн в год.
- По разрезу «Восточный» доведение объемов добычи угля не менее 20 млн. тонн в год. Начиная с 2011 года осуществить переход на новую технологию отработки вскрыши с использованием гидравлических экскаваторов и комбинированного транспорта (железнодорожного и автомобильно-конвейерного с расположением конвейеров в подземном тоннеле). К 2030 году Проектом предусмотрена замена горного оборудования на вскрышных работах. Для выполнения этих задач по разрезу намечаются инвестиции в объеме 60,0 млрд. тенге.

С целью определения перспективных потребностей Российской Федерации в энергетических углях Экибастузского бассейна постановлением Правительства Республики Казахстан утверждена бюджетная программа 100 «Разработка совместного топливно-энергетического баланса Республики Казахстан и Российской Федерации на перспективу до 2020 года». Разработанный в рамках данной программы «Совместный баланс угля Российской Федерации и Республики Казахстан на 2004-2020 годы» утвержден в марте месяце 2004 года Министром энергетики и минеральных ресурсов

Республики Казахстан В.С. Школьником и Министром промышленности и энергетики Российской Федерации В.Б. Христенко. Согласно данному балансу предусматривается экспорт казахстанского угля в РФ в 2004-2010 годах на уровне 26 млн. тонн, с 2010 по 2020 годы – 22 млн. тонн. Основная доля в этих экспортных углях (92-95%) составляет экибастузский уголь.

К 2008 году намечено завершение ликвидационных работ на 5 оставшихся шахтах Карагандинского угольного бассейна с необходимым выделением финансовых средств в объеме 2,8 млрд. тенге. Всего на 1 января 2004 года закрыто 8 нерентабельных шахт Карагандинского региона.

Дальнейшее планирование развития отрасли будет зависеть от макроэкономического положения Казахстана и сопредельных стран, а также, в определенной степени, от внедрения новых технологий, позволяющих конкурировать на внутреннем и внешнем рынках.

В этих целях, согласно инвестиционным программам угледобывающих предприятий, общий объем инвестиций на модернизацию производства и обновление основных фондов до 2005 года составит порядка 100 млрд. тенге, в 2006-2010 годах – на уровне 120 млрд. тенге и 2011-2015 годах – 130 млрд. тенге.

Развитие чистых угольных технологий с низкими выбросами в атмосферу как традиционных атмосферных загрязнителей, таких как оксиды серы и азота, пылевидные частицы и др., так и парниковых газов, отвечающих за глобальное потепление климата, - открывает широкие перспективы расширению использования угля в глобальном и региональном масштабах.

Внедрение ЭЧУТ в странах Центральной Азии позволит углю занять достойное место в оптимальной структуре энергетического баланса, способствуя при этом повышению энергетической безопасности и разрешению проблем охраны качества атмосферного воздуха на локальном, региональном и глобальном уровнях.

Использование заложенных в Киотском протоколе Механизма Чистого Развития и Совместного Осуществления открывает новые возможности финансирования инвестиций в строительство высокоэффективных и высокоэкологических чистых угольных технологий в ЦАР.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СЖИГАНИЯ УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Существенное наращивание использования угля, как основного органического топлива в XXI веке, в условиях ужесточения требований по охране окружающей среды приводит к необходимости создания и освоения новых экологически чистых угольных технологий, обеспечивающих резкое уменьшение образования и выбросов в окружающую среду вредных веществ при сжигании топлива, комплексное использование угля и отходов производства.

Разработка этих процессов обеспечит выполнение обязательств Кыргызской Республики в рамках международных документов по охране окружающей среды, предусматривающих приостановку роста, а в последующем снижение абсолютных объемов выбросов в атмосферу вредных веществ и масштабов загрязнения объектами электроэнергетики водных бассейнов и поверхности земли.

В состав ОАО «Электрические станции» Кыргызской Республики входят три тепловые электростанции: ТЭЦ-1 г. Бишкек, ТЭЦ г. Ош и ТЭЦ-2 г. Бишкек.

Основным потребителем угля в Кыргызстане в настоящее время является **ТЭЦ -1 г. Бишкек**. Проектным топливом ТЭЦ-1 служат рядовой уголь Карагандинского месторождения, промпродукт его мокрого обогащения и отсева Ташкумырского угля.

Таблица 15.1.

Установленная тепловая мощность Бишкекской ТЭЦ

Оборудование	Мощность	Паропроизводительность	Производственно-промышленное потребление		Выработка тепла		Общая мощность выработки тепла	Конденсат
			тн/ч	Гкал	тн/ч	Гкал		
Турбины								
1. ПТ-35-90/10М	35	240	122	87	67	35	122	51
2. Т-25/90	25	150			92	48,6	4806	58
3. ПТ-50-90/13	50	337	140	100	100	51	151	97
4. Р-65-90	65	360			300	152,6	152,6	60
5. Р-35-90	35	200			184	97	97	16
6. Т-86-90/2.3	86	408			200	102,6	102,6	208
7. ПТ-60-90/13	60	402	165	103	115	61	164	122
8. ПТ-60-90/13	60	402	165	103	115	61	164	122
9. Т-86-90/2.3	86	408			200	102,6	102,6	208
10. Т-86-90/2.3	86	408			200	103	103	208
11. Т-100	100	474			232	120	120	240
Итого по разделу	688	3789	592	393	1803	934,4	1327,4	1361
Водогрейные котлы								
Водогрейные котлы ПТВМ-100, № 1-3		100*3					300	
Пиковые водогрейные котлы БРОУ, № 3-5		90*4					360	

Всего по водогрейным котлам							1867,4	
Паровые котлы								
БКЗ-130 № 1-3		130*3= 390					79,6*3=* 238,8	
БКЗ-140 № 4-11		140*8= 1120					85,8*8= 686,4	
БКЗ-160 № 12-13		160*2= 320					98*2= 196	
БКЗ-220 № 14-24		220*11= 2420					134,6*11 = 1480,6	
Всего по паровым котлам		4250					2601,8	

На тепловых электростанциях Кыргызстана в 1980-2000 гг. **внедрен ряд экологических мероприятий.**

К настоящему времени на 8 котлах БКЗ-160 ТЭЦ г.Бишкек внедрена технология ступенчатого сжигания топлива с тангенциальным вводом реагентов в топочную камеру, что позволило снизить выбросы оксидов азота не менее, чем на 40%. Кроме того достаточно эффективно апробирована технология сжигания топлива на котле БКЗ-220 ст.№18, связанная с организацией дожигающих потоков воздуха через специальное сопло, размещаемое выше основных горелок котла, снижение выбросов оксидов азота при этом достигает 30%. На котле БКЗ-160 ст.№ 3 отработана технология сжигания топлива с рециркуляцией топочных газов к корню факела. Дополнительного снижения выбросов диоксида серы на 15-20% удалось достигнуть при испытаниях одного из котлов БКЗ-160. Данная технология связана с впрыском продувочной воды через специальную форсунку в зону активного горения топлива.

В последнее время из-за определенных трудностей с поставками импортного природного газа, используемого на ТЭЦ в качестве подсветочного топлива, возникает необходимость в поиске новых технологий сжигания пылеугольного топлива с тепловой стабилизацией факела альтернативными источниками тепловыделения. К таким технологиям, к настоящему времени находящихся все более широкое распространение, можно отнести сжигание твердого топлива с выделением и предварительной газификацией его части в специальных устройствах-газогенераторах.

Эти разработки выполнялись КНГЦ «Энергия» совместно с УралВТИ в 1980-90гг. и в настоящее время, в рамках Датского проекта по развитию Механизмов Чистого Развития в Кыргызстане, намечены в качестве пилотного проекта на ТЭЦ г.Бишкек.

В настоящее время с ОАО «Энергомашкорпорация» производственного комплекса «Сибэнергомаш» прорабатываются вопросы возможности установки котла с циркулирующим кипящим слоем БКЗ-500-13,8ЦКС взамен трех котлов БКЗ-160 первой очереди, а также водогрейных котлов теплопроизводительностью 100 Гкал/ч на твердом топливе. Условия установки указанных котлов в существующие габариты котельной ячейки, а также технико-экономические и стоимостные показатели будут получены в декабре 2005 г.

Ошская ТЭЦ начала коммерческую эксплуатацию в 1965-1969 г.г. . Станция состоит из 5 котлов и 2 турбогенераторов.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ – 50 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии - 557,8 млн.кВт ч, расход электроэнергии на собственные нужды – 7%, установленная мощность теплофикационного оборудования: по пару – 91 Гкал/ч, по горячей воде – 359,7 Гкал/ч. Расход условного топлива: на выработку 1 кВт ч электроэнергии – 206,6 г, на одну отпущенную гигакалорию – 176,1 кг.

Основные технические данные котлоагрегатов Ошской ТЭЦ

Марка котлов	Количество	Паро-производительность, т/ч	Давление пара, кгс/см ²	Температура пара, °С	Температура питательной воды, °С
БКЗ-120-100-ГМО	2	120	100	540	215
БКЗ-135-100-ГМО	1	135	100	540	215

По конструктивному исполнению котлы с естественной циркуляцией. В таблице 4 приведены характеристики турбин, установленных на Ошской ТЭЦ.

Систем газоочистки на Ошской ТЭЦ не предусматривалось из-за использования природного газа, как проектного топлива.

Технические данные паровых турбин Ошской ТЭЦ

Основные сведения	Тип турбин	
	ПТ-25-90/10	ПР-25-90/10
Мощность, кВт	25000	25000
Давление свежего пара, ат	90	90
Температура свежего пара, °С	535	535
Число нерегулируемых отборов	4	-
Температура питательной воды, °С	218	217
Производственный отбор пара:		
давление, ат	10	10
температура пара, °С	278	-
величина отбора, т/ч	70	65
Теплофикационный отбор пара:		
давление, ат	1,2	-
температура пара, °С	110	-
величина отбора, т/ч	53	-

Для дополнительного подогрева сетевой воды на станции установлены два водогрейных котла типа ПТВМ-100 и КВГМ-100 теплопроизводительностью 100 Гкал/ч при подогреве 2140 т/ч воды от 104 до 150°С.

Большая часть энергетического оборудования Ошской ТЭЦ выработало нормативный срок эксплуатации и требует замены. В связи с ограничением поставок природного газа и мазута, а также падением спроса на тепловую энергию со стороны промышленных предприятий, годовая выработка тепла в 1997 году снизилась в четыре раза по сравнению с 1991 годом.

Главным проектным топливом для электростанции был Кыргызский местный природный газ. Мазут был запланирован как вспомогательное топливо. На настоящий момент, импортный мазут является единственным топливом, используемым на станции. Станция прекратила сжигание природного газа в 1973 году из-за того, что Республика исчерпала свой природный запас. В настоящее время из-за больших финансово-экономических трудностей, связанных с поставкой мазута или природного газа, прорабатывается вопрос перевода **Ошской ТЭЦ** на сжигание альтернативного вида топлива - углемазут(нефте)водных композиций, как экологически чистого и экономичного вида топлива с использованием местных углей и нефтепродуктов, а также модернизации всей системы транспортировки и хранения мазута на Ошской ТЭЦ. Данный вариант использования чистых угольных технологий прорабатывается совместно с Унитарным предприятием «Экотехника» (г.Новокузнецк, РФ) путем использования мазутного хозяйства и доставки топлива автоцистернами от местных угольных месторождений до станции.

Бишкекская ТЭЦ-2. Проект станции выполнен Алма-атинским филиалом «ВНИПИЭНЕРГОПРОМ». Место строительства выбрано в юго-западной части г. Бишкек, в районе с. Джал. Строительство станции намечалось в две очереди. Первая очередь предназначена для покрытия тепловых нагрузок г. Бишкек, вторая очередь – электрических, т.е. вначале станция должна была эксплуатироваться как котельная, затем как теплоэлектроцентраль. Строительство первой очереди началось в 1987 году. Первый котлоагрегат пущен в 1992 г., второй – в 1994 г. Суммарная проектная тепловая мощность станции – 1250 Гкал, электрическая – 720 МВт. Котлы станции запроектированы на использование газа и мазута. В разрабатываемом в 2005 году Генеральном Плане развития г. Бишкек до 2025 г. данная станция заложена как одна из источников теплоснабжения. При этом технически возможен перевод котлов станции на сжигание местных углей с предварительной их газификацией в специальных устройствах-газогенераторах, либо в обводненном состоянии в виде водоугольного топлива.

Применение прогрессивных технологий добычи, транспортировки и сжигания углей на перспективной **Кавакской ГРЭС** позволит снять проблему с вредным воздействием Кавакского топливно-энергетического комплекса на окружающую среду Джумгалского региона.

Прежде всего к эффективным природоохранным мероприятиям следует отнести использование гидротранспортной трубопроводной доставки угля к станции. Предпроектные проработки института «Карагандагипрошахт» в 80-х годах показали, что при сравнении самых различных видов транспорта Кара-Кечинского угля до перспективной Аральской площадки ГРЭС наиболее малозатратным и практически не влияющим на экосистему Джумгалской долины является гидротранспорт угля.

Ужесточение экологических требований как в части традиционных, так и парниковых атмосферных загрязнителей, а также необходимость обеспечения конкурентоспособности угольных энергетических технологий вызывают повышенный интерес к комбинированным угольным технологиям, характеризующимся повышенными значениями термического КПД, а тем самым и меньшим удельным потреблением топлива при производстве тепловой и электрической энергии.

В основе концепции всех комбинированных технологий лежит идея сочетания двух циклов производства электроэнергии. Первый цикл осуществляется на продуктах газификации или сжигания углей, энтальпия которых срабатывается в газовой турбине. Второй – традиционный паросиловой цикл, осуществляется паром, генерируемым остаточной теплотой энергии продуктов сгорания.

Внимания заслуживают две принципиально различающиеся концепции комбинированного цикла, привлекающие перспективами достижения высоких значений КПД с одновременным существенным (до 90 %о) уменьшением выброса загрязнителей, а именно:

- комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля;
- комбинированный парогазовый цикл со сжиганием угля в кипящем слое под давлением.

Таким образом, закладывая в проект Кавакского топливно-энергетического комплекса современные технические решения, мы обеспечим создание экологически чистого производства с минимальным воздействием на окружающую среду.

5. Основные пути модернизации котельного парка Кыргызжилкоммунсоюза и КП «Бишкектеплокоммунэнерго»

В связи с высокой степенью морального и физического износа парка отопительных котлов в Кыргызской Республике и несоответствием характеристик котельно-топочного оборудования современным требованиям, по условиям их экономичности и экологических показателей, необходима поэтапная замена котлов на новые отопительные агрегаты – высокоманевренные высокоэкономичные и экологически безопасные

секционные водогрейные котлы, разработанные в ОАО «Казахский НИИ энергетики им. академика Ш.Чокина» типа КСГн, КСТ и КВ-Г. В настоящее время в Республике Казахстан идёт широкомасштабное внедрение котлов этой серии. Значительная доля положительного экономического и экологического эффекта достигается за счет оптимизации процессов тепло- и массообмена путем применения новых оригинальных схем циркуляции воды в зоне активного горения топлива.

По своим техническим и экологическим характеристикам это оборудование существенно превосходит котлы типа «Универсал», «Тула», «Энергия», а также серии ПТВМ. Кроме того достаточно просты в обслуживании и значительно дешевле зарубежных аналогов. Затраты на 1 МВт установленной мощности составляют менее 1000 у.е.

Предложения и организация деятельности по реализации плана действий для внедрения новых энергоэффективных технологий использования топлива в теплоэнергетике Кыргызской Республики.

Настоящие предложения направлены на внедрение Чистых Угольных Технологий сжигания топлива (ЧУТ). План действий должен быть отражен в различных аспектах:

- в экономическом,
- техническом,
- социальном,
- институциональном,
- финансовом.

В экономическом аспекте план внедрения энергоэффективных Чистых Угольных Технологий сжигания топлива (ЧУТ) должен быть категорично ограничен следующими принципиальными рамками:

1. Определение прав собственности на источники и средства выработки тепловой энергии.

Данное условие позволяет определить целесообразность и пути обеспечения внедрения ЧУТ. В частности, при сотрудничестве с частными собственниками внедрение ЧУТ можно осуществлять на заемной или инвестиционной основе со всеми вытекающими процедурами. Развитие таких проектов возможно с участием кредитных и финансовых институтов. В качестве методов финансирования могут быть рассмотрены вопросы участия в капитале на условиях ВОТ, ВООТ¹ и др. Участие в софинансировании возможно путем кредитования или лизинга.

При сотрудничестве с муниципальными владельцами средств производства тепловой энергии вопросы финансирования должны быть охвачены проектным финансированием. Как правило, такие проекты будут сопряжены с определением возможностей местного бюджета и реформой местного самоуправления. Для условий Кыргызской Республики в данном отношении приоритетным является развитие института кондоминиумов.

2. Определение базовых методов калькуляции, планирования и учета затрат при формировании себестоимости единицы тепловой энергии.

Данное условие позволит заложить реальные основы для оценки проектов, их сроков окупаемости и условий обеспечения интересов участвующих во внедрении ЧУТ сторон.

В техническом аспекте план должен предусматривать исследование, изучение, внедрение, мониторинг и анализ внедрения новейших ЧУТ. План должен предусматривать создание, содержание и развитие института экспертов и экспертиз, систем информационного обмена инженерной информацией, регистрацией условий и

¹ ВОТ (Build-Operate-Transfer), ВООТ (Build-Own-Operate-Transfer), что означает Сделай, управляй, передай и Сделай, владей, управляй, передай, соответственно.

порядка внедрения ЧУТ, а также обеспечением соответствующей документацией, правовой базой.

В социальном аспекте план предлагается персонифицировать функцией ответственных лиц за его реализацию в том или ином участке работы. В этом же аспекте предлагается обеспечить сопутствующие связи с общественностью при популяризации внедрения ЧУТ. При этом должны широко освещаться полезные стороны (включая экологические) и лидеры внедрения ЧУТ во всех возможных средствах массовой информации.

В институциональном аспекте план должен предусматривать участие представителей заинтересованных институтов власти, независимых общественных организаций и коммерческих структур. Весьма важным является при этом определение полномочных представителей всех заинтересованных структур с решающим мандатом голоса с целью регулярной работы в направлении реализации плана, а также его корректировки в процессе исполнения. Институциональный аспект должен предполагать и координацию усилий различных институтов, уже ведущих работы по внедрению ЧУТ, распределение усилий и средств в плане реализации.

В финансовом аспекте план должен обеспечить эффективность внедрения ЧУТ непосредственно с самого начала работы. Эффективность обеспечивается на всех участках, начиная с участков сбора первичной, полной, достоверной, своевременной информации, завершая анализом эффективности проекта по внедрению ЧУТ.

16. Механизмы реализации проектов (оценка необходимых инвестиций).

Схема реализации проектов МБРР

МБРР (Мировой Банк) предоставляет займы для реализации проектов развития. Главное направление деятельности Банка – это предоставление займов для осуществления конкретных, тщательно отобранных и подготовленных проектов, прошедших всестороннюю оценку с последующим наблюдением за ходом реализации и проведением систематической экспертизы. При этом Банк руководствуется своими внутренними регламентами. Банк вкладывает средства только в эффективные проекты, которые способствуют развитию экономики страны получающей заем, а также повышали бы ее способность к выплате заемных средств.

Таким образом на первом этапе определяется вписывается ли предлагаемый Проект в общую стратегию Банка.

Следует особо отметить, что займы предоставляются под конкретную программу, одобренную Советом Директоров Банка на длительный срок, до 25 лет, включая отсрочку на 3-5 лет от уплаты основной суммы займа под типовую процентную ставку на моновалютные займы в долларах США, основанную на ставке ЛИБОР. Погашение займа осуществляется Минфином России.

В дальнейшем средства займа через Минфин России направляются конечным заемщикам. В случае займов по направлению энергосбережения в качестве конечных заемщиков выступают, как правило, городские администрации. В качестве гарантов выступают субъекты Российской Федерации. При этом Минфин России увеличивает для конечных заемщиков процентную ставку примерно на 2%.

Таким образом, ответственность перед Мировым Банком несет Правительство Российской Федерации. Перед Минфином России ответственность несет конечный заемщик или гарант (субъект Российской Федерации).

Все проекты Мирового банка реализуются по единой схеме. Типовой цикл реализации проектов МБРР представлен на схеме.

На первом этапе решается вопрос о включении проекта в программу предоставления займов.

После включения проекта в программу предоставления займа готовится обобщенная справка, в которой описываются цели, ставятся основные проблемы, устанавливается график дальнейшего прохождения проекта.

Формально ответственность за подготовку проекта возлагается на заемщика. Однако Банк активно участвует в этой работе. Подготовка проектов финансируется либо Банком, либо Заемщиком или совместно. Затраты на подготовку Проекта могут составлять несколько миллионов долларов.

Подготовка проекта должна охватывать весь круг технических, организационных, экономических и финансовых условий, обеспечивающих достижение целей проекта. На этой стадии определяются конкретные объекты для вложения средств, разрабатываются и утверждаются технико-экономические обоснования, составляются примерные технические требования, уточняются источники софинансирования проектов.

В соответствии с правилами Банка он не финансирует затраты на налоги. Эти затраты принимает на себя заемщик. Решаются и другие вопросы. Руководство этой работой осуществляет Московская миссия Мирового банка. Непосредственно все эти работы организуют и проводят, как правило, Группы Реализации проекта. Последние создаются Российской стороной (ведомством, курирующим проект) по согласованию с Мировым Банком.

В последующем эти группы реализуют проект на всех этапах его реализации. Процесс получения займа МБРР и подготовки проекта довольно длителен и может

достигать нескольких лет. Например, по проекту МБРР «Городское теплоснабжение» срок от принятия решения о финансировании Проекта до подписания соглашения о займе составил около 4-х лет. Фактическая реализация проекта началась еще примерно на полтора года позже. В настоящее время проект находится в стадии реализации.

По завершении этапа подготовки проекта подписывается соглашение о займе. Соглашение подписывается на уровне Правительства Российской Федерации и принимается соответствующее постановление.

Все работы по реализации проекта выполняются по регламентам Мирового Банка. Все решения принимаются к исполнению только после получения письменного одобрения Банка. Формы и содержание большинства документов включая комплекты тендерной документации, контракты и т. д. регламентированы Банком. Все закупки по проекту производятся только на основе открытого тендера.

Таким образом можно отметить, что процесс подготовки и реализации проектов Мирового банка является сложным процессом, требующим значительных материальных затрат, как правило несколько миллионов долларов. Затраты на реализацию проекта (финансирование группы реализации проекта, наем консультантов, разработку тендерной документации и др.) включаются в общую сумму займа тем самым снижая финансовую привлекательность займов Мирового Банка.

ЦИКЛ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МБРР



Из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Займы предоставляются под низкий процент и на длительный срок.
2. Процесс получения займов МБРР является сложным и длительным.
3. Реализация проекта требует от заемщика значительных дополнительных затрат, связанных с подготовкой и реализацией проекта.
4. При реализации проекта практически исключена возможность не целевого использования средств (благодаря имеющимся процедурам Банка).

В качестве иллюстрации ниже приводится описание алгоритма проведения отдельной закупки в рамках проекта МБРР.

1. Разработка тендерной документации.

Тендерная документация является основным документом, в соответствии с которым проводятся торги по всем проектам МБРР. В документах МБРР имеются комплекты типовой тендерной документации по различным типам закупок. В том числе на закупку товаров (оборудования), на выполнение контрактов «под ключ» (когда все работы от проектирования до ввода в эксплуатацию выполняются победителем торгов) и др.

В типовой документации МБРР присутствуют все разделы за исключением технических спецификаций (технических требований на поставляемые товары или работы). Содержание этого раздела банком не регламентируется. Технические спецификации разрабатываются непосредственно для каждого объекта реконструкции. Эти работы, как правило, выполняются консультационными фирмами, имеющими соответствующий опыт. Следует отметить, что разработка этого раздела для проектов МБРР, имеет специфические особенности и далеко не каждая компания может их разработать. В настоящее время в России имеется ряд компаний, которые могут выполнить эти работы. Однако в большинстве случаев эти работы выполняются западными консультационными компаниями. Выбор консультационных компаний производится на основе тендера, проводимого также по процедурам Банка. Тендер по выбору консультантов проводит Группа реализации проекта (ГРП).

Консультант разрабатывает раздел технических требований, согласовывает его с субзаемщиком (заказчиком) и передает в ГРП.

На основе типовой документации Банка и разработанных консультантом технических спецификаций, специалист по закупкам ГРП готовит комплект тендерной документации и согласовывает его с субзаемщиком. Далее комплект тендерной документации направляется на согласование в МБРР. Банк ее рассматривает, дает свои замечания и затем согласовывает.

Следующим этапом работ является продажа тендерной документации заинтересованным организациям.

2. Проведение торгов

Объявление о проведении торгов печатается в российском информационном бюллетене «Конкурсные торги» (г. Москва) и аналогичном издании за рубежом.

Организации, купившие документацию, имеют право задать по ней необходимые вопросы. ГРП рассматривает все вопросы и с привлечением, при необходимости, субзаемщика и консультанта, дает ответы на полученные вопросы.

Все предложения участников торгов должны быть представлены в ГРП в печатанном виде к заранее указанному сроку.

Вскрытие пакетов производится публично в точно оговоренное время (день и час). На вскрытии оглашаются только цены по каждому участнику торгов. В этот же день эта информация направляется в МБРР.

3. Подведение итогов торгов

Следующим этапом работ является подведение итогов торгов. В начале проверяется комплектность предложения и в первую очередь наличие соответствующих банковских гарантий и других необходимых документов, а также оценка квалификации заявителя. Эту работу выполняют специалисты ГРП.

Далее производится техническая экспертиза предложений. При этом проверяется соответствие каждого предложения требованиям технических спецификаций по всем пунктам. При необходимости участнику торгов могут быть заданы вопросы. По итогам этой работы делается вывод о соответствии или не соответствии предложения требованиям технических спецификаций. Эта работа, как правило, выполняется консультантом совместно с субзаемщиком. Все предложения, имеющие существенные

отклонения от требований технических спецификаций, снимаются с дальнейшего рассмотрения.

Параллельно производится финансовая оценка предложений. Проверяется квалификация участника торгов, а также уточняются другие вопросы, но только в соответствии с требованиями тендерной документации. Эта работа выполняется сотрудниками ГРП.

По итогам проведенной экспертизы составляется отчет по оценке. В отчете по форматам МБРР представляются материалы оценки и дается рекомендация по присуждению контракта. Согласно требований МБРР контракт должен быть присужден организации, которая выполнила технические требования, имеет соответствующую квалификацию, представила все необходимые документы и предложила минимальную цену. Никакое другое решение Банком не утверждается.

4. Принятие решения о присуждении контракта.

Отчет по оценке рассматривается на тендерном комитете и направляется в Банк на согласование. Тендерный комитет может внести свои коррективы в отчет. В состав тендерного комитета, как правило, входят представители ведущего Министерства, Минэкономразвития, субзаемщика и ГРП. После утверждения отчета тендерным комитетом, он передается в Банк на одобрение.

Банк рассматривает отчет по оценке и либо его одобряет, либо возвращает на доработку или переработку.

Контракт с поставщиком может быть подписан только после одобрения банком отчета по оценке. Если контракт подписывается без одобрения Банка, то он этот контракт не финансируется МБРР.

После получения одобрения от МБРР субзаемщик при участии ГРП подписывает контракт и начинается его реализация. Контроль за реализацией контракта осуществляют субзаемщик, ГРП и консультант.

Оплата за работы производится в соответствии с условиями контракта за выполненные этапы работ.