

**Электроэнергетический Совет СНГ  
(ЭЭС СНГ)**

**Возможности участия предприятий электроэнергетики стран  
СНГ в реализации рыночных механизмов Киотского протокола**

**Аналитический обзор**

Обзор подготовлен специалистами Совместной Рабочей группы  
ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК «Окружающая среда»  
при финансовой поддержке Всемирного Банка

Январь, 2006

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ</b>	<b>4</b>
<b>1. ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>5</b>
<b>2. ЦЕЛИ</b>	<b>5</b>
<b>3. ПРОЕКТНЫЕ МЕХАНИЗМЫ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА - СОВМЕСТНОЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ И МЕХАНИЗМ ЧИСТОГО РАЗВИТИЯ</b>	<b>6</b>
3а. Участники проекта	6
3б. Критерий приемлемости	6
3с. Обзор проектного цикла	10
<b>4. ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПСО/МЧР ПРОЕКТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СТРАН СНГ</b>	<b>22</b>
4а. Текущие и ожидаемые выбросы парниковых газов в электроэнергетике стран СНГ	22
4б. Потенциал для реализации ПСО/МЧР проектов	25
Азербайджан	25
Армения	32
Беларусь	33
Грузия	38
Казахстан	41
Кыргызстан	45
Молдова	48
Российская Федерация	53
Таджикистан	56
Туркменистан	58
Узбекистан	61
Украина	64
<b>5. НАЦИОНАЛЬНЫЕ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ РАМКИ ДЛЯ ПСО И МЧР ПРОЕКТОВ В СТРАНАХ СНГ</b>	<b>68</b>
5а. Статус ратификации Киотского протокола и политики изменения климата	68
5б. Национальные законодательные и регулирующие рамки и процедуры Совместного осуществления и Механизма чистого развития	69
<b>6. ОПЫТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ СТРАН СНГ ПО ПСО/МЧР ПРОЕКТАМ</b>	<b>77</b>
6а. ПСО/МЧР проекты готовые к реализации в энергетике. Категории проектов, масштаб и затраты	77
6б. Описание затрат и выгод	78
Азербайджан	78
Армения	79
Грузия	79
Беларусь	80
Казахстан	82
Молдова	83
Российская Федерация	84
Таджикистан	86
Узбекистан	87
Украина	88
6с. Оценка базовой линии и принципа дополнительности в отобранных проекта	91
6д. Основные барьеры и риски, связанные с осуществлением в СНГ ПСО/МЧР проектов	92

<b>7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>94</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>97</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ</b>	<b>99</b>
Азербайджан	99
Армения	106
Грузия	109
Беларусь	111
Казахстан	114
Молдова	123
Российская Федерация	126
Таджикистан	133
Узбекистан	136
Украина	137

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

AAU	Установленные количества
МЧР	Механизм чистого развития
CERs	Сертифицированные сокращения выбросов
CHPP	Комбинированное производство тепла и энергии
COP	Конференции Сторон стран-участниц Конвенции по изменению климата
DNA	Уполномоченный национальный орган
EITs	Страны с переходной экономикой
ELVs	Предельные значения выбросов
ERUs	Единицы сокращений выбросов
GHG	Парниковые газы
IMPEL	Неофициальная сеть ЕС по правоприменению природоохранного законодательства
JI	Механизм Совместного Осуществления
КП	Киотский протокол
LCERs	Долгосрочные сертифицированные сокращения выбросов
LCP или LCPD	Директива 2001/80/ЕС по ограничению выбросов определенных загрязняющих веществ от крупных энергоустановок, сжигающих топливо
LULUCF	Землепользование, изменение землепользования и лесного хозяйства
МА	Марракешские соглашения
RMUs	Единицы абсорбции
TCERs	Временные сертифицированные сокращения выбросов
UN ECE	Европейская экономическая комиссия ООН
VOC	Органические летучие соединения Volatile Organic Compounds Emissions
ВВП	Валовой внутренний продукт
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВСВ	Временно согласованный выброс
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДТВ	Директива по торговле выбросами
ЕПИК	Европейская Программа по изменению климата
ЕС	Европейский Союз
НСТ	Наилучшие существующие технологии
ОЭСР	Организация Экономического Сотрудничества и Развития
РКИК	Рамочная Конвенция ООН об изменении климата
ТЭС	Тепловая электростанция
ЭЭС СНГ	Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Программа Всемирного Банка по содействию углеродному финансированию, являясь инструментом технического содействия по формированию возможностей и созданию системы подготовки проектов, направлена на формирование возможностей для участия развивающихся стран и государств с переходной экономикой в полномасштабном глобальном углеродном рынке. Углеродный рынок создает платформу для правительств, частных компаний и отдельных участников торговли сокращений углеродный выбросов по выполнению обязательств промышленно развитыми странами по сокращению выбросов парниковых газов в рамках механизма чистого развития и совместного осуществления Киотского протокола или в добровольном порядке, тем самым помогая развивающимся странам привлекать экологически чистые инвестиции и вносить соответствующие изменения технологий для обеспечения своего устойчивого развития.

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ и Европейский электроэнергетический союз – ЕВРЭЛЕКТРИК являются профессиональными ассоциациями, представляющими интересы электроэнергетической промышленности соответственно стран СНГ и стран-членов ЕС. В результате совместных усилий, направленных на укрепление сотрудничества между электроэнергетическими рынками ЕС и СНГ, в 2003 году была создана совместная рабочая группа «Окружающая среда» для проведения исследований экологических рамок данного сотрудничества. Одной из задач данной группы является определение возможностей реализации энергетическими компаниями стран ЕС и СНГ совместных проектов в рамках гибких механизмов Киотского протокола – Проектов Совместного Осуществления (ПСО) и Механизма Чистого Развития (МЧР).

Повышение степени информированности и вовлеченности частного сектора в реализацию проектов Совместного Осуществления и Механизма Чистого Развития является сферой, где оказание внешней помощи наиболее востребовано в странах СНГ

В этой связи, Мировой Банк и Рабочая группа ЭЭС СНГ – Евроэлектрик предполагают партнерское взаимодействие для продвижения участия электроэнергетической промышленности стран СНГ и ЕС в развитии и реализации проектов Совместного Осуществления и Механизма Чистого Развития в рамках Киотского протокола.

Представленный ниже Аналитический обзор «Возможности участия предприятий электроэнергетики стран СНГ в реализации рыночных механизмов Киотского протокола» подготовлен, при финансовой поддержке Всемирного банка, специалистами Совместной рабочей группы ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК «Окружающая среда»: Коненковым О.Ю., Сапаровым М.И. (Сопредседатель СРГ), Малаха В.Н.

## 2. ЦЕЛИ

Ближайшей целью настоящего исследования является подготовка проекта отчета по формирующимся возможностям сотрудничества в рамках двух рыночных механизмов Киотского протокола, Совместного Осуществления и Механизма Чистого Развития.

### **3. ПРОЕКТНЫЕ МЕХАНИЗМЫ КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА - СОВМЕСТНОЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ И МЕХАНИЗМ ЧИСТОГО РАЗВИТИЯ**

#### **3а. Участники проекта**

Ратификация Киотского протокола РКИК ООН предоставляет странам СНГ новые возможности по сокращению парниковых газов и достижению целей устойчивого развития.

В соответствии с положениями Киотского протокола, страны не относящиеся к приложению I или развивающиеся страны и государства с переходной экономикой не имеющие обязательств по выбросам парниковых газов могут участвовать в смягчении воздействия парниковых газов в рамках Механизма Чистого развития. Большинство стран СНГ (за исключение России и Украины) не являются странами приложения 1 и таким образом могут участвовать в проектах механизма чистого развития. Россия и Украина могут участвовать в проектах совместного осуществления.

Из 12 стран СНГ только 4 создали и сообщили контактные данные Национального уполномоченного органа в Секретариат РКИК ООН

Создание институциональных механизмов для Механизма чистого развития в Армении, Таджикистане, Грузии, Молдове, Казахстане, Киргизии, Таджикистане, Туркмении и Узбекистане осуществляется при технической поддержке ЕС, которая предусматривает создание Национального уполномоченного органа, выработку критериев устойчивого развития, обучение персонала правительственных учреждений в каждой стране. В рамках проекта ЕС предусматривается подготовка двух пакетов проектно-технической документации и совершенствование системы моделирования, мониторинга и верификации<sup>1</sup> выбросов парниковых газов.

Все упомянутые страны находятся на разных этапах формирования проектов документов определяющих основные институциональные правила и временные рамки для предоставления и утверждения проектов и начали разрабатывать национальные цели и критерии устойчивого развития.

#### **3б. Критерий приемлемости<sup>2</sup>**

##### **1. Общие критерии**

Общие критерии или требования, определенные в Киотском Протоколе и в Марракешских соглашениях для проектов, приемлемых для реализации по схеме совместного осуществления и МЧР – включают в себя:

1. Приемлемость только для выбросов парниковых газов, охваченных Приложением А Киотского Протокола
2. Принимающая Страна должна являться Стороной Киотского соглашения.
3. Проектная концепция должна быть приемлема и соответствовать ПСО/МЧР требованиям принимающих стран.

<sup>1</sup> Верификация – периодическая независимая экспертиза и последующая оценка пригодности независимой аккредитованной организацией данных мониторинга сокращения выбросов парниковых газов, полученных по проекту Совместного осуществления за определенный период.

<sup>2</sup> Manual on Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM) Project. Task Force JI/CDM. Union of the Electricity Industry “Eurelectric”, February 2005.

4. Любой ПСО или МЧР проект должен быть одобрен всеми вовлеченными Сторонами и должен вести к дополнительному сокращению выбросов или абсорбции газов относительно уже принятых или принимаемых мер.  
Приобретение единиц сокращений выбросов (ERUs), единиц абсорбции (RMUs), сертифицированных сокращений выбросов (CERs), временных сертифицированных сокращений выбросов (TCERs) и/или долгосрочных сертифицированных сокращений выбросов (LCERs) должно быть дополнительным к внутренним действиям по выполнению обязательств.
5. Для МЧР: сокращение выбросов должно быть зарегистрировано оперативными органами на основе: критерия приемлемости, определяемого Киотским Протоколом и последующими решениями Конференции сторон (COP); реальных, измеряемых, имеющих долгосрочный характер результатов, направленных на смягчение последствий изменения климата; и дополнительного сокращения выбросов относительно ситуации, когда отсутствует сертифицированная проектная деятельность.
6. Проект не должен иметь в качестве результата недопустимые отрицательные воздействия на окружающую среду; если же ожидается, что непреднамеренное воздействие проекта на окружающую среду является существенным, то должна быть выполнена "Оценка воздействия на окружающую среду" в соответствии с процедурами принимающей стороны.
7. Разработчик проекта должен определить период, по которому потребуется ERUs или CERs. Для МЧР это является выбором из ограниченного числа вариантов.
8. Необходимо, чтобы сокращение выбросов в результате осуществления проекта было измеряемым и осуществлялся мониторинг и контроль специализированными органами.
9. Для МЧР: если проект финансируется из государственных источников, он не должен привести к изменению официального содействия развитию, источники государственного финансирования должны быть отделены и не учитываться в финансовых обязательствах стран Приложения I.
10. В случае МЧР, проектная деятельность должна содействовать целям устойчивого развития Принимающей Стороны, а также вести к переходу на использование экологически безопасных и прогрессивных технологий и ноу-хау.

## **2. Обязательные критерии для участия Сторон**

Если Страна, включенная в Приложение I с обязательствами, описанными в Приложении В, соответствует следующим критериям:

1. ратифицировала Киотский Протокол,
2. определила свои обязательные нормы в соответствии с адекватными потребностями
3. имеет работающую национальную систему оценки антропогенных выбросов и абсорбции поглотителями парниковых газов
4. имеет работающую национальную систему регистрации,
5. ежегодно представляет обновленные данные, а также дополнительную информацию по принятым обязательствам

тогда она может участвовать по Варианту I (Track I) механизма совместного осуществления. Это означает, что принимающая сторона может свободно решать и определять правила для проверки кредитов из ПСО и может кредитовать самостоятельно.

Страна Приложения В, которая не согласна со всеми вышеуказанными пунктами, но которая может продемонстрировать согласие с первым, вторым и четвертым пунктами, может участвовать по Варианту II (Track II) механизма совместного осуществления. Это означает, что проект должен следовать процедуре верификации Комитетом по контролю ПСО, которая включает разработку проектно-технической документации (ПТД). Данная документация должна пройти процедуру валидации.

Стороны, участвующие в проектах МЧР, должны создать национальный орган по МЧР. Чтобы участвовать в проектах МЧР, Страна, включенная в Приложение I с обязательством, обозначенным в Приложении В, имеет право использовать CER, чтобы способствовать выполнению части своих обязательств, если она соответствует следующим критериям:

1. ратифицировала Киотский Протокол
2. определила свои обязательные нормы в соответствии с адекватными потребностями,
3. имеет работающую национальную систему оценки антропогенных выбросов и абсорбции поглотителями (парниковых газов),
4. имеет работающую национальную систему регистрации,
5. ежегодно представляет обновленные данные (инвентаризация), а также дополнительную информацию по принятым нормам выбросов

Страна, не включенная в Приложение I, может участвовать в деятельности проекта МЧР, если она является стороной Киотского Протокола.

Секретариат должен поддерживать открытыми для доступа списки сторон, не включенных в Приложение I, которые являются Странами Киотского Протокола и Странах, включенных в Приложение I, которые не соответствуют упомянутым требованиям или приостановили их выполнение.

### 3. Приемлемые проектные категории

Стороны, включенные в Приложение В Киотского протокола, для выполнения своих обязательств должны воздержаться от использования ERUs и CERs из Проектов по ядерной энергетике. Помимо этой категории, ни Киотский протокол, ни Марракешские Соглашения явно не упоминают определенные проектные категории, приемлемые для ПСО или МЧР.

В Киотском Протоколе сформулировано, что сокращения выбросов при использовании ПСО могут быть достигнуты благодаря действиям проекта, ставящих своей целью снижение выбросов парниковых газов в любом секторе экономики, и, следовательно, разработчики проекта могут предложить любую проектную идею, которая была бы впоследствии дифференцированно проанализирована на предмет приемлемости и методологической состоятельности.

В представленном далее списке, указываются категории соответствия проекта для ПСО и МЧР что, как уже указывалось ранее, не исключает возможность использования других проектных идей:

1. Установки, работающие на возобновляемых источниках энергии – ветер, солнце, биомасса, **малые**-гидростанции, и т.д.
2. Установки, работающие в т.ч. и на низком углеродосодержащем топливе (в электро- и теплоэнергетике, промышленности).
3. Энергоэффективность поставок (повышение эффективности, например использование прогрессивных технологий, усовершенствованных систем передачи и распределения, модернизация сетей централизованного теплоснабжения и т.д.).
4. Использование энергоэффективного подхода на стороне потребителей (повышение эффективности использования энергии) – жилищный сектор и промышленность.
5. Проекты комбинированного производства тепла и энергии.
6. Проекты сельскохозяйственного сектора, (не затрагивающие систему землепользования) – изменение пищевой цепи, регулирование внесения удобрений, культивирование риса и т.д.
7. Некоторые действия в области землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства.
8. Транспортный сектор.



9. Сокращение выбросов метана, явившихся результатом закапывания отходов мусора и других мероприятий, связанных с управлением отходами.

#### **4. Приемлемые Технологии**

Для технологии, по которой будет осуществляться проект, не установлено никаких определенных стандартов. Однако, представленные проектные технологии должны быть не хуже существующих технологических стандартов в принимающей стороне или превосходить их. Например, если природный газ в настоящее время используют в газотурбинной технологии с эффективностью 35% в принимающей стороне, то привести к сокращению выбросов могут только те проекты, которые обладают более эффективной технологией. Проекты, внедряющие ту же самую технологию, но с более низкой эффективностью (например, 30%) не имели бы права на ПСО или МЧР. Это равноценно сравнению проекта и основного сценария.

Вполне естественно, что правительства устанавливают требования для закупки сокращений выбросов разработчикам проектов, которые намерены продать их. Например, правительство Дании установило, что технология, которую следует использовать, должна быть уже опробованной, утвержденной и коммерчески обоснованной технологией, хотя не обязательно в принимающей стороне; и что эта технология должна быть воспроизводимой и/или облегчать технологию перехода к принимающей стороне.

#### **5. Требования к Принимающей Стороне**

Марракешское Соглашение устанавливает, что для участия в ПСО и МЧР, страна должна быть Стороной Киотского Протокола. К настоящему моменту 31 страна Приложения I к РКИК ООН и 74 страны не входящих в приложение I РКИК ООН ратифицировали его. Многие страны из обеих приложений подписали Протокол. Последняя информация по ратификации Киотского Протокола находится на сайте <http://www.unfccc.int>.

Следует отметить, что ратификация Протокола является не единственным требованием к Стороне для приемлемости быть Принимающей Стороной для ПСО и МЧР проектов. В дополнение к ратификации Протокола, принимающая МЧР страна должна:

1. Создать уполномоченный национальный центр для утверждения МЧР проектов,
2. Быть готовой к добровольному участию в проектной деятельности МЧР.

#### **6. Минимизация проектных рисков**

Риск начала процедуры формирования ПСО или МЧР проекта в стране, которая не является Стороной Киотского протокола лежит на инициаторе проекта или проектанте. Необходимо получить определенное одобрение или подтверждение Принимающей Стороны, подтверждающей намерение или готовность стать стороной Киотского протокола. Намерение может быть продемонстрировано первоначальными переговорами с соответствующей страной. Страна, которая имеет серьезные намерения должна:

- Организовать или начать процесс организации офиса ПСО или проектов МЧР;
- Активно участвовать в Совместно Реализуемых Мероприятиях (Activities Implemented Jointly (AIJ) пилотная фаза (до 2000));
- Представлять национальные сообщения в РКИИК ООН и/или
- Создать национальный центр по изменению климата.

### Зс. Обзор проектного цикла<sup>3</sup>

#### 1. Проектный цикл МЧР и ПСО

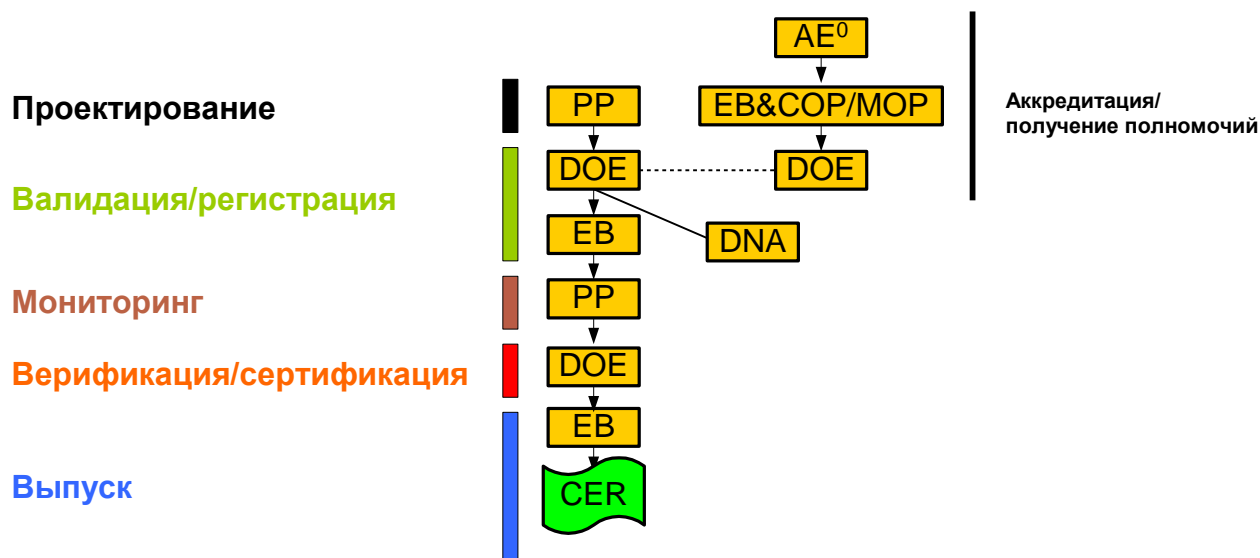
Для реализации МЧР проекта, участники проекта должны подготовить проектно техническую документацию, включающую описание базовой линии, план мониторинга, анализ воздействия на окружающую среду, комментарии от местных заинтересованных организаций и описание дополнительных преимуществ от реализации данного проекта.

Оперативная служба (operational entity) рассмотрит проектно техническую документацию и после получения реакции общественности, будет решать вопрос о его утверждении. Если проект прошел валидацию в соответствии со всеми правилами и нормами, операционная служба направляет его в Исполнительный орган для регистрации.

После валидации и запуска проекта в реализацию, участники проекта должны вести его мониторинг. Они должны подготовить отчет мониторинга, включающий оценку созданных в ходе реализации проекта сертифицированных сокращений выбросов (CERs) и представить его для оценки в оперативную службу. Для исключения конфликтов интересов, это должна быть другая оперативная служба, а не та что выполняла процедуру валидации проектно техническую документацию.

Следуя детальному обзору проекта, что может включать и инспекции на месте, операционная служба подготовит оценочный отчет и, при положительной оценке, сертифицирует сокращения выбросов (CERs) как легитимные. Далее Исполнительный орган выпустит CERs и в соответствии с запросами участников проекта распространит их.

Рис. 3.1 иллюстрирует МЧР проектный цикл в его семи этапах – Проектирование, Валидация<sup>4</sup>, Регистрация, Мониторинг, Оценка, Сертификация и Выпуск.



Участники проекта – PP; Уполномоченный национальный орган – DNA;  
Оперативная служба – DOE; Исполнительный орган – EB

Рис. 3.1.

<sup>3</sup> Manual on Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM) Project. Task Force JI/CDM. Union of the Electricity Industry, February 2005.

<sup>4</sup> Валидация (детерминация) – процесс независимой оценки проектной документации (для ПСО принят термин детерминация, а для проектов МЧР – валидация).

В зависимости от выполнения принимающей стороной Приложения I требований по участию в механизме совместного осуществления, Марракешское соглашение определяет два пути для Стороны по участию в ПСО.

Во многом механизм этапов проектного цикла ПСО Track 2 схож с МЧР, главное отличие заключается в том, что этапы "Регистрация" и "Сертификация" не обязательны, а "Валидация" спроектирована (заложена) "Определением" (Determination).

По Track 2 в рамках ПСО, участники/разработчики проекта должны подготовить проектно-техническую документацию для предлагаемого проекта. Далее этот документ подвергается оценке независимой организацией, аккредитуется для выполнения данной работы. Целью данной оценки, которая включает предоставление общественности возможности высказать свое мнение по данному проекту, является подтвердить, что проект действительно имеет соответствующую базовую линию и план мониторинга. Базовая линия и план мониторинга должны быть разработаны в соответствии со стандартными критериями, а проектно-техническая документация должна включать оценку воздействия проекта на окружающую среду. Основываясь на данной оценке, независимая организация определит целесообразность реализации данного проекта.

После запуска проекта разработчик должен представлять отчет о мониторинге проекта независимой организации с оценкой сокращений выбросов и поглощений генерированных проектом.

Независимая организация проверит отчет и определит те сокращения выбросов и поглощения, которые могут быть выпущены как ERUs принимающей Стороной, при условии что ПСО Наблюдательный комитет утвердит оценочный отчет.

Как только необходимые требования приемлемости выполнены, принимающая Сторона может выпустить ERUs и передать их Стороне-инвестору.

## **2. МЧР шаги проектного цикла**

МЧР проектные шаги можно разделить на две укрупненные фазы, первая Фаза разработки проекта и вторая – Оперативная фаза проекта.

Первая фаза относится к этапу до непосредственной реализации проекта, вторая – относится к оперативному проектному циклу. Следующие схемы представляют шаги, которые необходимо пройти по двум фазам:

- Шаг 1: Определение идеи проекта Инициативной проектной группой (PP) и первоначальной оценки приемлемости и целесообразности реализации проекта как проекта МЧР
- Шаг 2: PP оформляет Проектную Идею (PIN) и представляет ее в Уполномоченный национальный орган DNA
- Шаг 3: DNA оценивает PIN документ и высказывает свое мнение о приемлемости проекта; в случае отрицательного ответа, PP корректирует идею проекта в соответствии со своими комментариями или пересматривает положение
- Шаг 4: PP должна подготовить Проектно технологическую документацию (ПТД), обратиться к Принимающей стране за утверждением и пригласить заинтересованные стороны для комментариев на ПТД
- Шаг 5: PP направляет ПТД, письмо об одобрении от Принимающей страны, местный консультационный отчет и другие необходимые документы в Уполномоченный оперативный орган (DOE)
- Шаг 6: DOE обеспечивает публичный доступ к документации (ПТД) через Секретариат в течении 30 дней и осуществляет ее валидацию

- Шаг 7: DOE направляет всю документацию (ПТД) с рекомендациями и валидацией в Исполнительный орган (ЕВ)
- Шаг 8: В случае запроса на рецензию, Исполнительный орган (ЕВ) должен проанализировать решение DOE; рецензия должна быть сформулирована не позднее второго заседания после получения запроса на нее.
- Шаг 9: Регистрация в Исполнительном органе. Без оценки проекта, в соответствии с запросом РР или тремя членами Исполнительного органа, эта регистрация будет считаться окончательной через 8 недель.

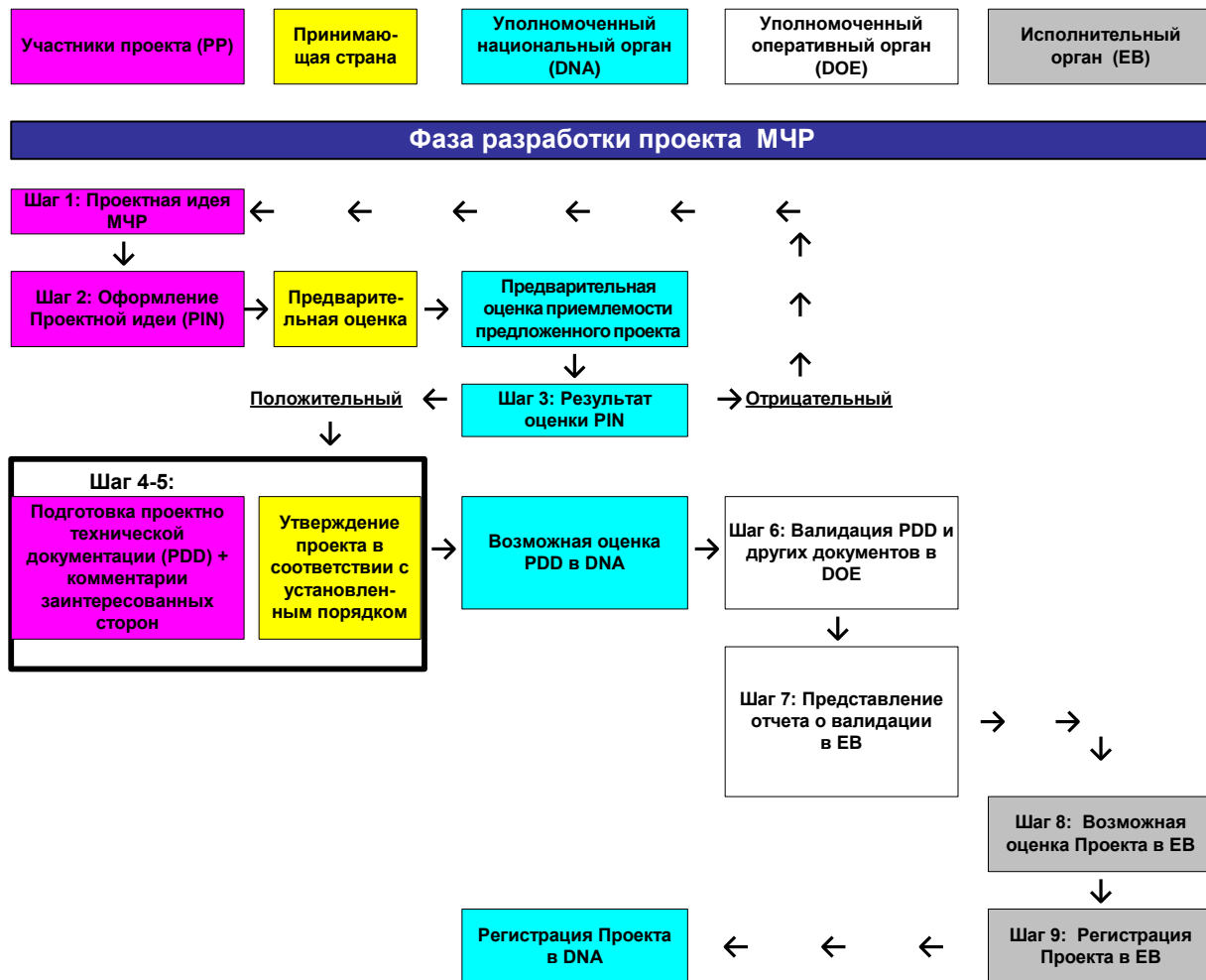


Схема 3.2.

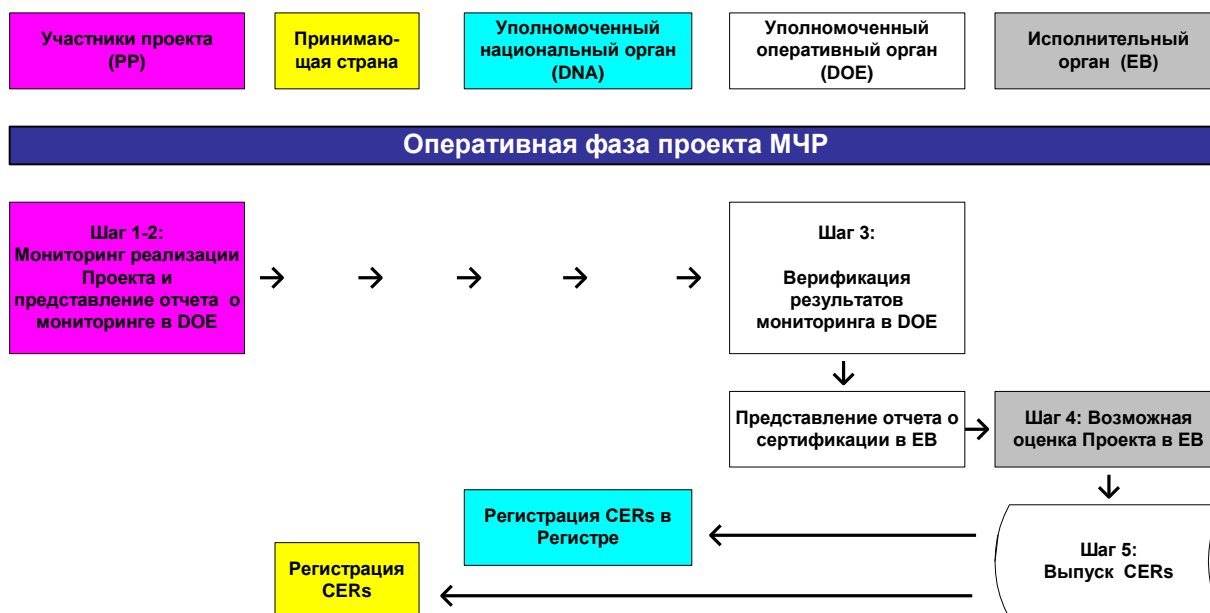


Схема 3.3.

- Шаг 1: Мониторинг реализации проекта Инициативной группой (PP) в соответствии с планом мониторинга проекта
- Шаг 2: Представление отчета с результатами мониторинга в Уполномоченный оперативный орган DOE
- Шаг 3: Оценка Уполномоченным оперативным органом результатов мониторинга. DOE должен сертифицировать (в письменном виде) количество проверенных единиц сокращений (CERs) в сертификационном отчете; данный сертифицированный отчет является письменным подтверждением того, что в результате реализации проект достиг подтвержденных количеств сокращений выбросов парниковых газов, что не было бы возможным без осуществления данного проекта МЧР.
- Данный отчет должен быть публично доступен.
- Шаг 4: В случае появления запроса на пересмотр МЧР сертификационного отчета (из-за мошенничества, злоупотреблений или некомпетентности Уполномоченного оперативного органа (DOE), Исполнительный орган (ЕВ) вынесет решение предметности запроса и возможных дальнейших шагах по пересмотру отчета, решение должно быть вынесено на следующем заседании Исполнительного органа. В случае положительно решения, Исполнительный орган пересмотрит решение Уполномоченного оперативного органа в течение 30 дней.
- Шаг 5: В случае отсутствия запроса на пересмотр, выпуск CERs по проекту МЧР будет считаться окончательным через 15 дней после даты получения запроса о выпуске.

### 3. Шаги проектного цикла ПСО

ПСО проектные шаги можно разделить на две укрупненные фазы, первая Фаза разработки проекта и вторая – Оперативная фаза проекта.

Первая фаза относится к этапу до непосредственной реализации проекта, вторая – относится к оперативному проектному циклу. Следующие схемы представляют шаги, которые необходимо пройти по двум фазам:

- Шаг 1: Определение идеи проекта Инициативной проектной группой (PP) и первоначальной оценки приемлемости и целесообразности реализации проекта как ПСО
- Шаг 2: PP заполняет Форму Проектной Идеи (PIN) и представляет ее в Уполномоченный национальный орган DNA
- Шаг 3: DNA оценивает PIN документ и высказывает свое мнение о приемлемости проекта; в случае отрицательного ответа, PP корректирует идею проекта в соответствии со своими комментариями или пересматривает положение
- Шаг 4: PP должна подготовить Проектно технологическую документацию (ПТД), обратиться к Принимающей стране за утверждением,
- Шаг 5: PP представляет проектно технологическую документацию, письмо об одобрении принимающей страны и другие необходимые документы в Независимой организации (IE),

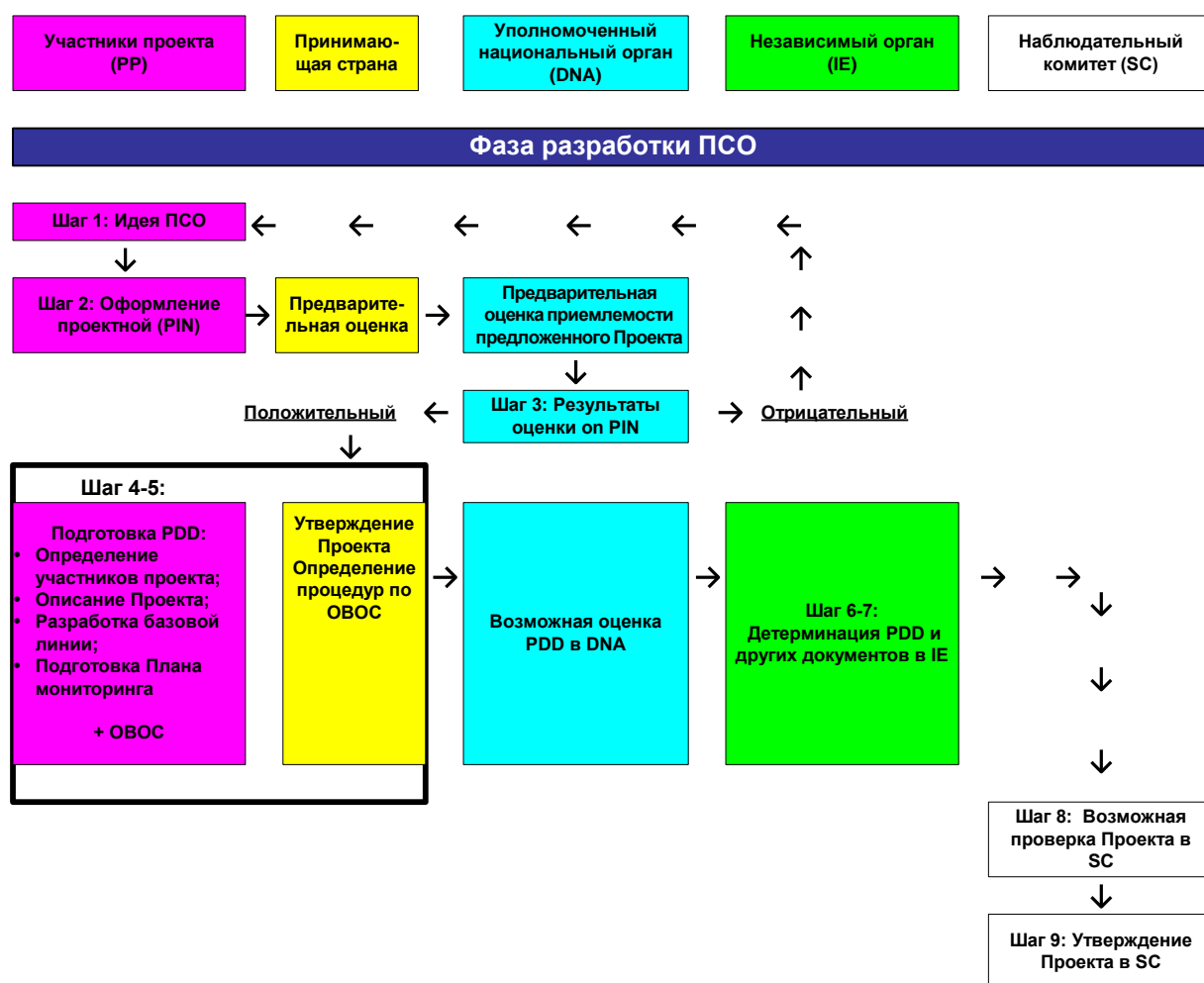


Схема 3.4.

- Шаг 6-7: IE обеспечивает публичную доступность проектно технологической документации через Секретариат, получает в течении 30 дней от даты публичной доступности

ПТД комментарии от Сторон, заинтересованных организаций, наблюдателей от РКИК ООН. IE выносит решение на ПТД и обеспечивает к ней публичную доступность через секретариат. IE представляет всю проектно технологическую документацию в Наблюдательный комитет (SC).

- Шаг 8: В случае запроса на пересмотр, Наблюдательный комитет (SC) должен проверить решение Независимой организации (IE); это решение должно быть обеспечено не позднее 6 месяцев после получения запроса или второго заседания Наблюдательного комитета (SC)
- Шаг 9: Решение подтвержденное Наблюдательным комитетом (SC). Без какого либо пересмотра, запрошенного участником проекта или по крайней мере тремя членами Наблюдательного комитета, реализация проекта может быть продолжена через 45 дней с момента, когда определение/решение стало публично доступным.

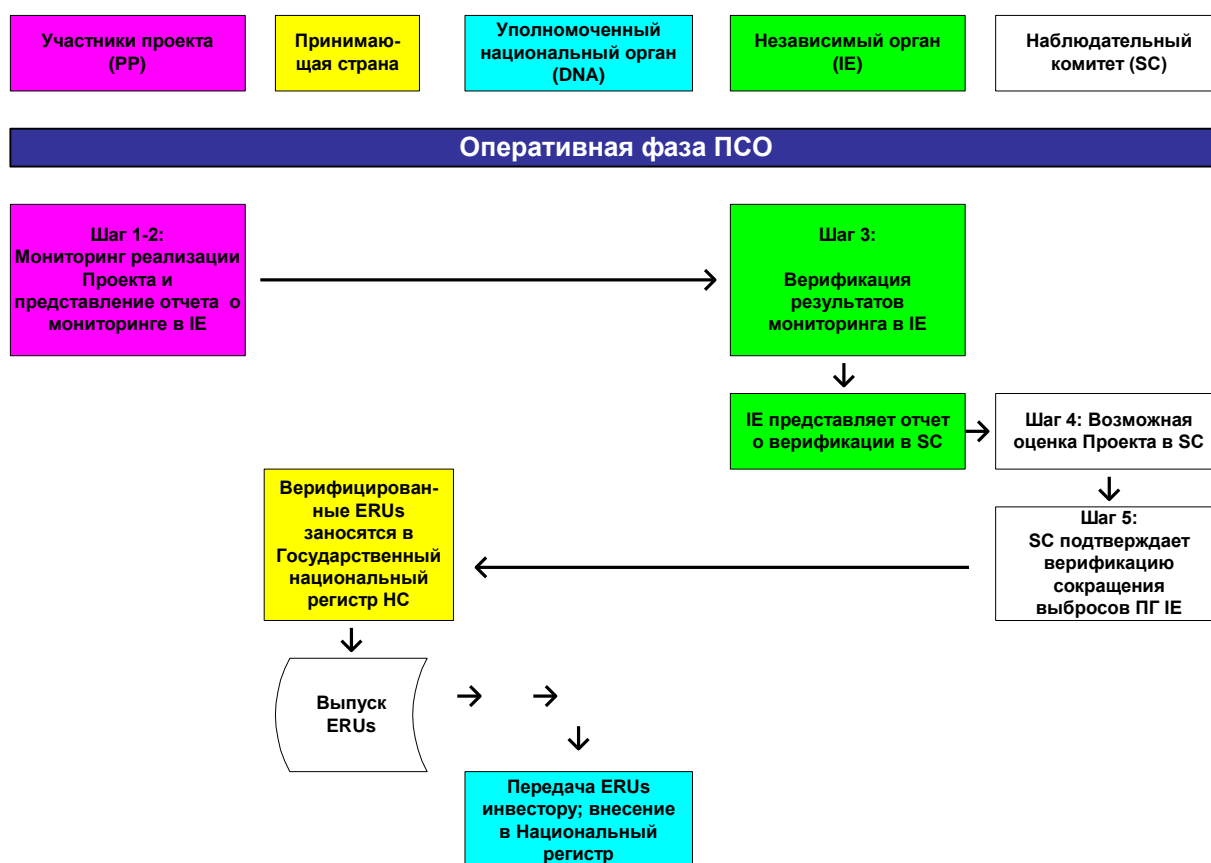


Схема 3.5.

- Шаг 1: Мониторинг осуществления проекта Инициативной группой (PP)
- Шаг 2: Представление отчета с результатами мониторинга Независимой организации (IE). Должна быть обеспечена публичная доступность отчета.
- Шаг 3: Проверка Независимой организацией (IE) результатов мониторинга. Отчет о проверке должен быть публично доступен.
- Шаг 4: В случае появления запроса на пересмотр ПСО ревизионного отчета, Наблюдательный комитет (SC) выносит решение о предметности запроса и целесообразности начала процедуры пересмотра на следующем заседании Наблюдательного комитета или через 30 дней после формального запроса. В случае

положительного решения, Наблюдательный комитет пересмотрит решение ИЕ в течении 30 дней. Решение должно быть публично доступно.

Шаг 5: В случае отсутствия запроса на пересмотр, верификация ERUs по ПСО будет считаться окончательной через 15 дней с момента предоставления публичного доступа к отчету.

#### 4. Элементы проектно технической документации МЧР

Проектно техническая документация (ПТД) должна содержать следующую информацию:

1. Описание проекта: цели, техническое описание проекта, включая описание передачи технологии, если таковое имеет место и описание и обоснование ограничений проекта
2. Предлагаемую методику базовой линии, которая может быть как утвержденной так и новой. В случае новой методики, проектно техническая документация должна охватывать следующие элементы:
  - a. Описание методики базовой линии и обоснование выбора
  - b. Описание ключевых параметров, источники данных и допущений использованных при расчете базовой линии, а также оценку неопределенности (uncertainties)
  - c. Прогноз эмиссии базовой линии
  - d. Описание как методика базовое линии учитывает потенциальные утечки/потери
3. Описание того как антропогенные эмиссии парниковых газов из различных источников сокращаются ниже того уровня, который мог бы быть в отсутствии осуществления зарегистрированного МЧР проекта.
4. Определение/мотивирование возможного жизненного периода проекта и выбранного периода кредитования.
5. Анализ экологического воздействия проекта в соответствии с процедурами, определенными принимающей Стороной
6. Информация об источниках государственного финансирования проекта Сторонами, включенными в Приложение В, должна подтверждать, что это финансирование не будет являться обходом/отклонением официальных программ содействия развитию и не является и не включается в финансовые обязательства Сторон.
7. Комментарии по проекту заинтересованных сторон
8. План мониторинга, должен включать определение необходимых данных и их качество, используемую методику для сбора данных и мониторинга, включая обеспечение качества и положения по контролю мониторинга, сбора данных и отчетности<sup>5</sup>.
9. Рекомендательные письма (при наличии).

#### 5. Определение проектно-технической документации по ПСО

Участники проекта представляют аккредитованной независимой организации проектно техническую документацию, которая должна включать всю информацию необходимую для определения является ли проект:

1. Утвержденным сторонами вовлеченными в его осуществление,
2. И будет ли иметь результат по сокращению антропогенных выбросов по источникам или по увеличению антропогенных поглощения парниковых газов и, что это является дополнением к тем мерам, которые принимаются вне зависимости от данного проекта, и
3. Имеет соответствующую базовую линию и план мониторинга.

Это шаг также включает оценку документации по экологическому воздействию проекта, представленного его участниками аккредитованной независимой организации.

<sup>5</sup> Если это новая методика мониторинга, документ должен включать ее описание, показав ее сильные и слабые стороны.



## **6. План мониторинга для проектно технической документации МЧР**

Мониторинг является системой наблюдения за реализацией проекта с соответствующей системой измерений и регистрации показателей, отражающих ход реализации проекта в соответствии с Киотским протоколом.

Разработчики МЧР проекта должны подготовить план мониторинга, являющегося частью проектно технической документации. Разработчики проекта создают план мониторинга для сбора оперативных данных реализации проекта. План мониторинга должен обеспечивать сбор и архивирование данных, необходимых для оценки и измерения антропогенных выбросов проекта в его соответствующих границах и за определенный кредитный период.

План мониторинга направляется оперативной службе для проверки. Разработчик проекта является ответственным за выполнение плана мониторинга и направление результатов оперативной службе.

План мониторинга должен обеспечить:

1. Сбор и архивирование всей необходимой информации для оценки и измерения антропогенных выбросов по источникам парниковых газов, имеющих место в границах проекта в течении кредитного периода
2. Сбор и архивирование данных необходимых для определения базовой линии антропогенных выбросов по источникам парниковых газов, имеющих место в границах проекта в течении кредитного периода
3. Определение всех потенциальных источников и сбор и архивирование данных по возросшим антропогенным выбросам по источникам парниковых газов за рамками проекта, которые принципиальны и существенны для проекта в кредитный период
4. Сбор и архивирование информации по экологическому воздействию в соответствии с процедурами, определенными принимающей Стороной, (где применимо)
5. Гарантию качества и контроль процедур для процесса мониторинга
6. Процедуры периодических расчетов сокращений антропогенных выбросов по источникам по предложенным мероприятиям в рамках МЧР проекта и эффекта утечек, при наличии. Утечка определяется как чистое изменение антропогенных выбросов по источникам парниковых газов которое происходит за рамками проекта и, которое измеримо и имеет отношение к МЧР проекту
7. Документирование всех шагов включенных в расчет, которые упомянуты выше в подпунктах (2) и (6).

План мониторинга для предложенного проекта должен основываться на ранее утвержденной методике или новой методике, которая признана оперативной службой как приемлемая для условий предложенного проекта и которая уже имеет успешный опыт применения и отражает позитивную практику проведения мониторинга соответствующую типу проектной деятельности.

Участники проекта должны выполнять план мониторинга, который содержится в зарегистрированной проектно технической документации. Изменения в план мониторинга, для внесения уточнений и/или для полноты информации должны быть обоснованы участниками проекта и должны быть направлены для валидации в Уполномоченный оперативный орган (DOE).

Выполнение зарегистрированного плана мониторинга и его обновлений, в соответствии с правилами, должны быть предметом для верификации, сертификации и выпуска CERs. Следуя мониторингу и отчетности по сокращениям антропогенных выбросов, CERs, полученные в результате реализации МЧР проекта, в определенный промежуток времени должны быть рассчитаны в соответствии с зарегистрированной методикой, за вычетом

настоящих антропогенных выбросов по источникам из выбросов базовой линии и скорректированной с утечками.

## **7. План мониторинга для проектно технической документации ПСО**

План мониторинга, который является одним из компонентов проектно технической документации ПСО, обеспечит информацию необходимую для мониторинга деятельности проекта. Если Принимающая Сторона приемлема для процедур ПСО Track I, то понадобятся менее строгие критерии для мониторинга

План мониторинга должен обеспечить:

1. Сбор и архивирование всей необходимой информации для оценки и измерения антропогенных выбросов по источникам и/или антропогенным поглощениям парниковых газов, имеющих место в границах проекта в течении кредитного периода
2. Сбор и архивирование всей необходимой информации для определения базовой линии антропогенных выбросов по источникам и/или антропогенным поглощениям парниковых газов, имеющих место в границах проекта в течении кредитного периода
3. Определение всех потенциальных источников и сбор и архивирование данных по возросшим антропогенным выбросам по источникам и/или антропогенных поглощений парниковых газов за рамками проекта, которые принципиальны и существенны для проекта в кредитный период
4. Сбор и архивирование информации по экологическому воздействию в соответствии с процедурами, определенными принимающей Стороной, (где применимо)
5. Гарантию качества и контроль процедур для процесса мониторинга
6. Процедуры периодических расчетов сокращений антропогенных выбросов по источникам и/или по приросту антропогенных поглощений в рамках ПСО и эффекта утечек, при наличии. Утечка определяются как чистое изменение антропогенных выбросов по источникам парниковых газов которое происходит за рамками проекта и, которое измеримо и имеет отношение к ПСО
7. Документирование всех шагов включенных в расчет, которые упомянуты выше в подпунктах (2) и (6).

Изменения в план мониторинга, для внесения уточнений и/или для полноты информации должны быть обоснованы участниками проекта и должны быть представлены для вынесения решения аккредитованным независимым органом. Выполнение зарегистрированного плана мониторинга и его обновлений, в соответствии с правилами, должны быть предметом для верификации.

## **8. Элементы для подтверждения в соответствии с этапом валидации МЧР**

Процесс валидации предполагает первоначальную оценку дизайна проекта, проведенную до реализации проекта независимым аккредитованным Оперативным органом, выбранным участниками проекта в соответствии с контрактным соглашением. Для валидации проектных мероприятий уполномоченный оперативный орган должен проанализировать проектно техническую документацию и другую документальную информацию, подтверждающую, что:

1. Требования для участия соблюдены<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Требования для участия: Участие в CDM проектах добровольное; Национальный орган уполномочен сторонами, участвующими в проектных мероприятиях CDM; Страны не входящие в Приложение I могут участвовать в CDM проектах ,если они являются сторонами Киотского протокола.

2. Сторона приложения I с обязательством определенном в приложении В имеет право использовать CERs<sup>7</sup>
3. Заинтересованные местные организации приглашены сделать свои комментарии
4. Участники представили документацию, касающуюся экологического влияния проектных мероприятий в уполномоченный оперативный орган
5. В результате реализации проекта ожидается сокращение антропогенных выбросов парниковых газов по источникам, что является дополнением к тем мерам, которые принимаются вне зависимости от данного проекта
6. Базовая линия и методика мониторинга соответствуют требованиям
7. Положения мониторинга, оценки (верификации) и отчетности соответствуют предъявляемым требованиям

Уполномоченный оперативный орган (DOE) должен:

1. До представления отчета о валидации в Исполнительный орган (ЕВ), DOE должен получить от участников проекта письменное подтверждение о добровольности участия от уполномоченного национального органа каждой вовлеченной стороны, включая подтверждение принимающей стороны, что проект содействует достижению целей устойчивого развития
2. Создать доступ общественности к проектно технической документации
3. Получить в течение 30 дней комментарии по требованиям валидации от Сторон, заинтересованных организаций и аккредитованных РКИК ООН неправительственных организаций и также создать возможность открытого доступа к данным комментариям
4. Определить должна ли деятельность проекта получить валидацию
5. Проинформировать участников проекта о его решении на валидацию деятельности проекта
6. Представить в Исполнительный орган при условии, что он решит, что деятельность проекта должна получить валидацию, запрос о регистрации в форме валидационного отчета включая проектно техническую документацию, письменное подтверждение принимающей Стороны и пояснение того как эти комментарии должным образом
7. Создать публичную доступность отчета о валидации после передачи его в Исполнительный орган

Регистрация является формальным одобрением Исполнительным органом проекта, получившего валидацию в качестве проекта МЧР. Она будет считаться окончательной через 8 недель с момента получения Исполнительным органом запроса о регистрации, если только сторона вовлеченная в деятельность проекта или не менее трех членов исполнительного органа направят запрос на пересмотр данного проекта. С регистрацией Исполнительным органом процесс валидации завершается. Регистрация является предварительным условием для верификации, сертификации и выпуска CERs, относящихся к деятельности данного проекта.

## 9. Детали этапа верификации МЧР

В рамках процесса верификации уполномоченный оперативный орган анализирует результаты мониторинга сокращений антропогенных выбросов по источникам парниковых газов, являющихся результатом деятельности МЧР проекта. Он должен:

1. Определить соответствует ли документация всем установленным требованиям

---

<sup>7</sup> Основными условиями дающими право использовать CER являются: быть стороной Киотского протокола, соответствующие установленные количества рассчитаны и зафиксированы в решении СМР.1; Имеется национальная система для оценки антропогенных выбросов по источникам и антропогенных поглощений все парниковых газов выходящими за рамки полномочий Монреальского протокола; создан национальный регистр, ежегодно представляется инвентаризация.

2. Проводит инспекции
3. Использует данные из других источников если это необходимо
4. Оценивает результаты мониторинга, проверяет правильность применения методики мониторинга по оценке сокращений антропогенных выбросов по источникам и полноту и прозрачность соответствующей документации
5. Выносит рекомендации по изменениям в методике мониторинга на последующие кредитные периоды
6. Определяет сокращения антропогенных выбросов по источникам парниковых газов, которых могло бы не быть в случае отсутствия МЧР проекта, используя методы расчета согласующихся с теми, которые содержатся в зарегистрированной проектно-технической документации и плане мониторинга
7. Определяет и информирует участников проекта о любых замечаниях, относящихся к соответствию действий действующего проекта зарегистрированной проектно-технической документации

После проведения процесса верификации уполномоченный оперативный орган предоставит отчет участникам проекта, вовлеченным Сторонам и Исполнительному органу (ЕВ), и также сделает отчет публично доступным. Уполномоченный оперативный орган, основываясь на верификационном отчете, должен в письменной форме сертифицировать тот факт, что в определенный временной период, проект достиг подтвержденных количеств сокращений парниковых газов, чего не могло быть достигнуто в отсутствие данного МЧР проекта.

## 10. Выпуск CERs

Сертификационный отчет Уполномоченного оперативного органа должен содержать запрос в Исполнительный орган на выпуск CERs равных подтвержденному объему сокращений антропогенных выбросов по источникам парниковых газов.

Выпуск будет считаться окончательным через 15 дней после даты получения запроса о выпуске, если только Сторона вовлеченная в реализацию проекта или не менее трех членов Исполнительного органа не направят запрос на пересмотр данного МЧР проекта. Такой пересмотр ограничивается рамками мошенничества, злоупотреблений или некомпетентности уполномоченных оперативных органов и должен проводиться следующим образом:

1. По получении запроса на такой пересмотр, Исполнительный орган на своем очередном заседании должен определить порядок своих действия. Если исполнительный орган решит, что запрос имеет основание, он должен провести пересмотр и решить вопрос о возможности утверждения предложенного выпуска CERs.
2. Исполнительный орган должен выполнить пересмотр в течении 30 дней после принятия решения о проведении пересмотра
3. Исполнительный орган должен проинформировать участников проекта о результатах пересмотра и решение об утверждении предложенного выпуска CERs и соответствующих на то оснований должно быть публично доступным
4. На основании полученных инструкций от Исполнительного органа по выпуску CERs по МЧР проекту, администратор МЧР регистра, находящийся в ведении Исполнительного органа, безотлагательно должен выпустить специфицированное количество CERs на счет Исполнительного органа в МЧР реестре

По данному выпуску, администратор регистрирующий МЧР должен безотлагательно:

1. Направить определенное количество CERs, соответствующее размеру покрытия административных расходов и оказания содействия в адаптационных издержках, на соответствующий счет МЧР регистра для управления частью процедур.

2. Направить оставшуюся часть CERs на регистровые счета Сторон и участников проекта в соответствии с их запросом.

## 11. Выпуск ERUs

Как только процесс верификации завершен ERUs могут быть выпущены в соответствии с объемом зафиксированном в верификационном процессе.

Для перевода ERUs стране инвестору и до того как ERU переведены, каждая сторона включенная в Приложение I должна выпустить в своем национальном регистре количество AAUs эквивалентное их установленному количеству<sup>8</sup>, а RMUs – эквивалентное чистым поглощениям антропогенных парниковых газов<sup>9</sup>. ERUs будут созданы путем конвертирования AAUs или RMUs ранее выпущенных и хранящихся в регистре. Конверсия происходит путем добавления идентификатора проекта к серийному номеру и путем изменения типа индикатора. Остальные элементы кодификации остаются неизменными.

Стороны имеющие право на PCO Track 1 могут выпускать ERUs свободно без независимой верификации результатов проекта.

---

<sup>8</sup> Каждый AAU должен иметь серийный номер, который включает период обязательств, Сторону происхождения, тип (элемент, идентифицирующий единицу как AAU) и номер.

<sup>9</sup> Каждый RMU должен иметь серийный номер, который включает период обязательств, Сторону происхождения, тип (элемент идентифицирующий единицу как RMU), мероприятие, по которому RMU был выпущен и номер.

## 4. ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПСО/МЧР ПРОЕКТОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СТРАН СНГ

### 4а. Текущие и ожидаемые выбросы парниковых газов в электроэнергетике стран СНГ

В табл. 4.1 и на рис. 4.1-4.4 приведены данные о валовых выбросах CO<sub>2</sub> ТЭС стран СНГ. Эти данные получены из отчета «Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ».<sup>10</sup>

Таблица 4.1: Валовые выбросы CO<sub>2</sub> ТЭС, млн. т.

Страна	1990	1995	2000	2002	2010	2020
Азербайджан	20,8	15,4	15,7	14,0	18,5	24,1
Армения	8,3	2,2	1,7	1,0	1,1	1,8
Беларусь	39,7	23,6	20,9	21,4	26,3	32,0
Грузия	5,9	0,7	1,1	0,2	0,5	
Казахстан	90,1	77,9	72,7	57,8	79,5	96,1
Кыргызстан	4,6	1,8	1,5	1,4	2,1	2,7
Молдова	12,9					
Российская Федерация	708,5	516,9	487,8	470,2	690,2	739,3
Таджикистан	1,8	0,2	0,3	0,1	0,6	0,7
Туркменистан	8,7					
Узбекистан	39,6	28,3	29,4	29,4		
Украина	164,2	101,0	64,4	71,4	75,3	78,6
<b>СНГ*</b>	<b>1105,1</b>	<b>768,0</b>	<b>695,5</b>	<b>666,8</b>	<b>894,0</b>	<b>975,3</b>

Примечание: \* Без учета данных по валовым выбросам CO<sub>2</sub> Грузии (2020 г.), Республики Молдова (1995, 2000, 2002, 2010 и 2020 гг.), Туркменистана (1995, 2000, 2002, 2010 и 2020 гг.), Республики Узбекистан (2010 и 2020 гг.).

Предварительный анализ приведенных данных свидетельствует, что в 2020 г. только в трех странах предприятия теплоэлектроэнергетики превысят уровень выбросов CO<sub>2</sub> 1990 г., а именно:

- Азербайджан – почти на 16%
- Казахстан – почти на 7%
- Российская Федерация – более чем на 4%.

При этом суммарный выброс CO<sub>2</sub> ТЭС стран СНГ не превысит уровня 1990 г.

Необходимо отметить, что ряд стран СНГ Молдова и Туркменистан не представили данных о текущих и прогнозных выбросах парниковых газов предприятиями электроэнергетики, а Узбекистан и Грузия не представили прогнозных данных этих выбросов. Однако суммарная доля этих стран в выбросах CO<sub>2</sub> 1990 г. составила около 6%.

<sup>10</sup> Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ. Совместная Рабочая группа ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК «Окружающая среда», ноябрь 2005 г.

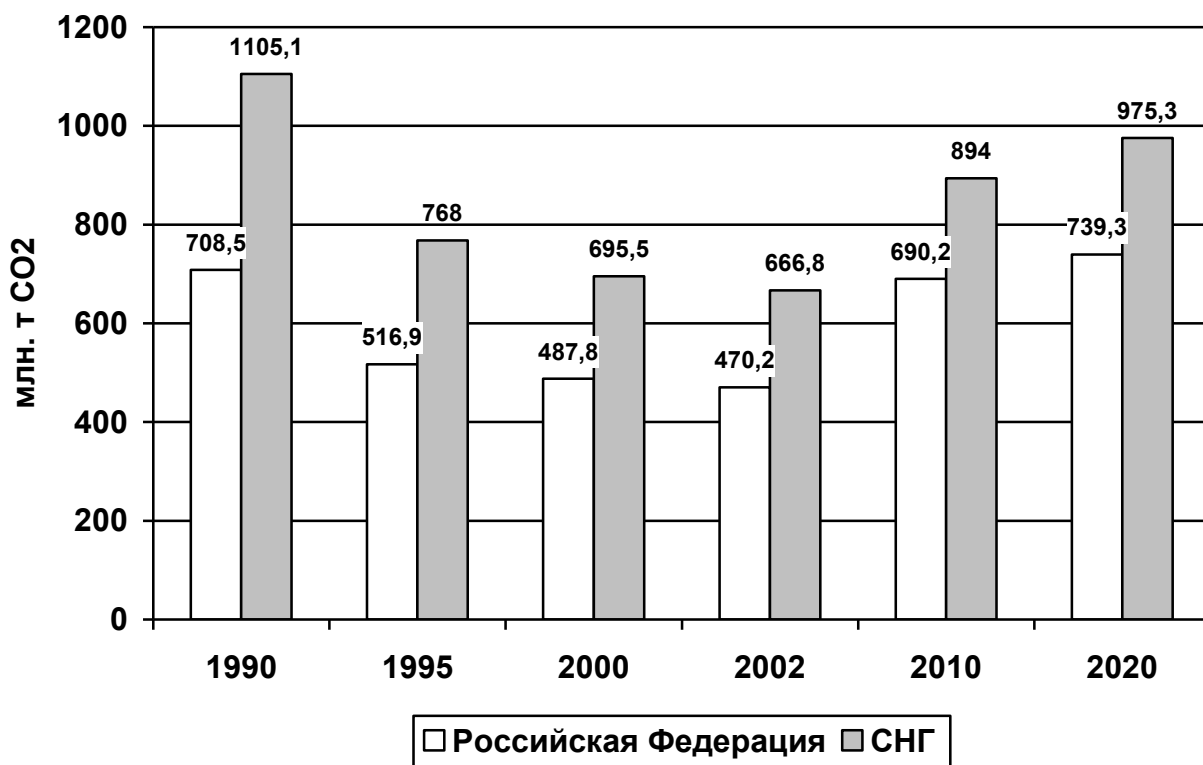


Рис. 4.1. Валовые выбросы CO<sub>2</sub> ТЭС Российской Федерации и СНГ, млн. т

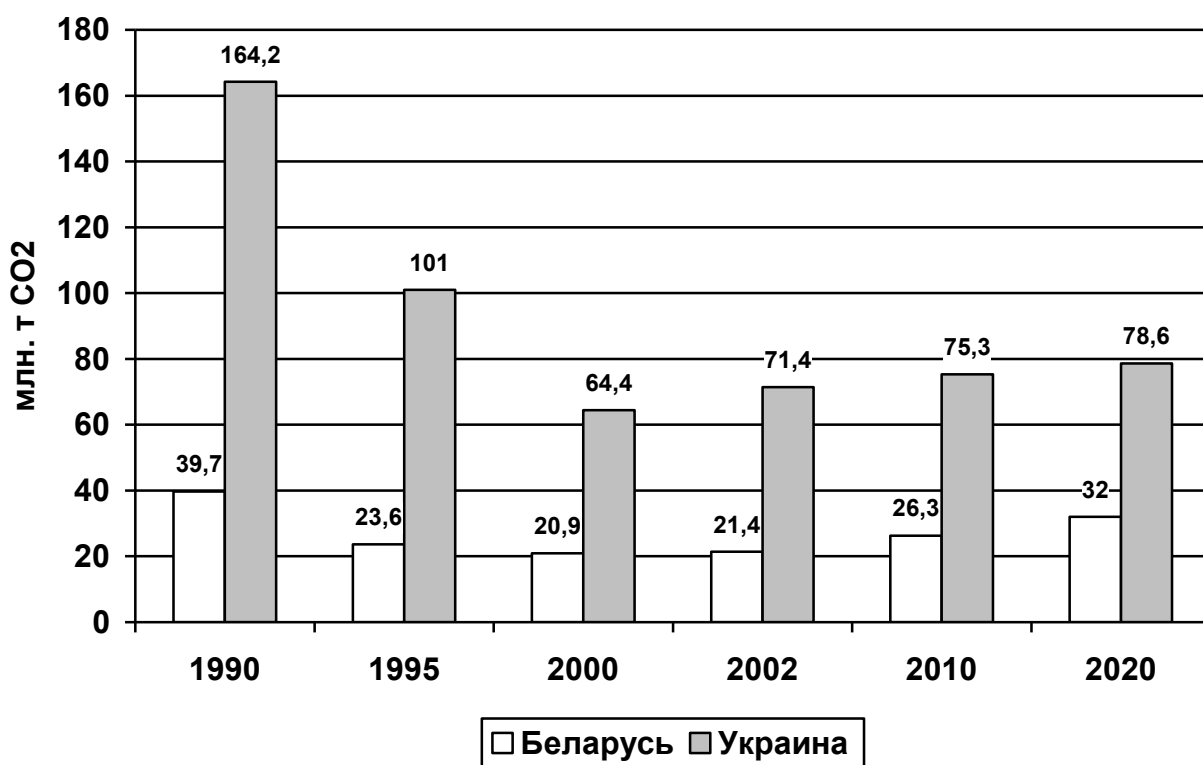
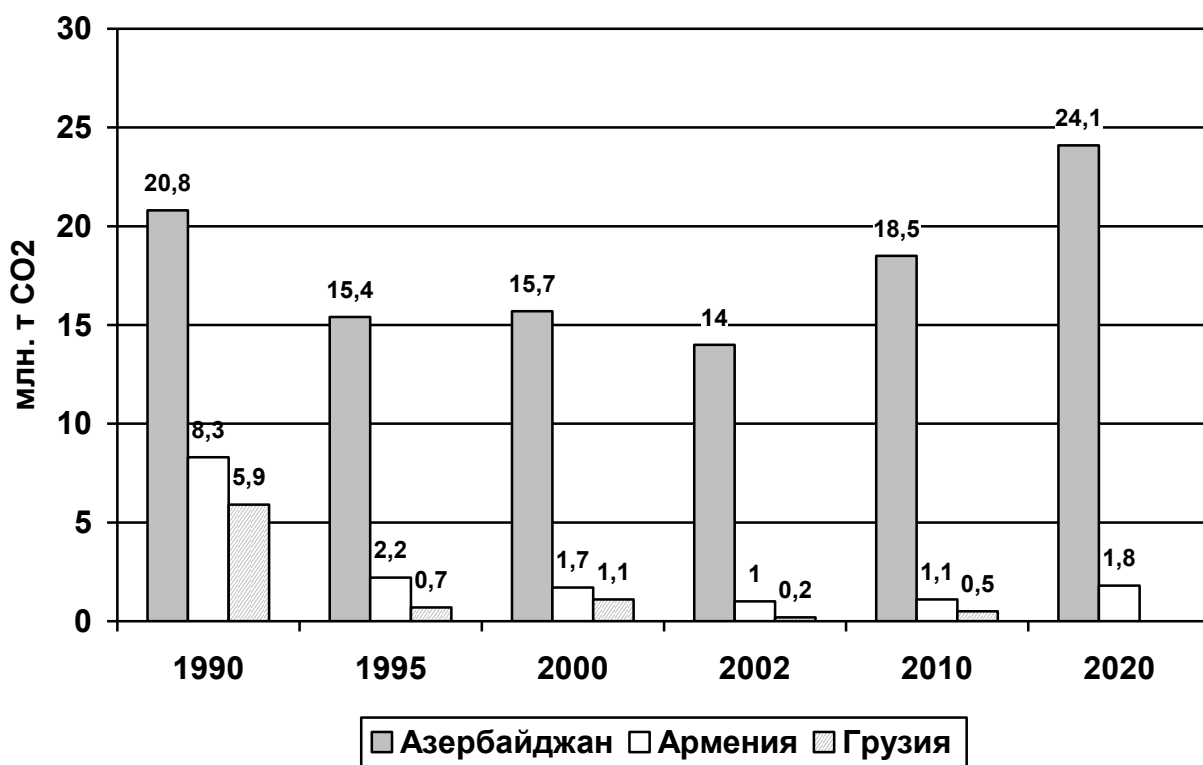
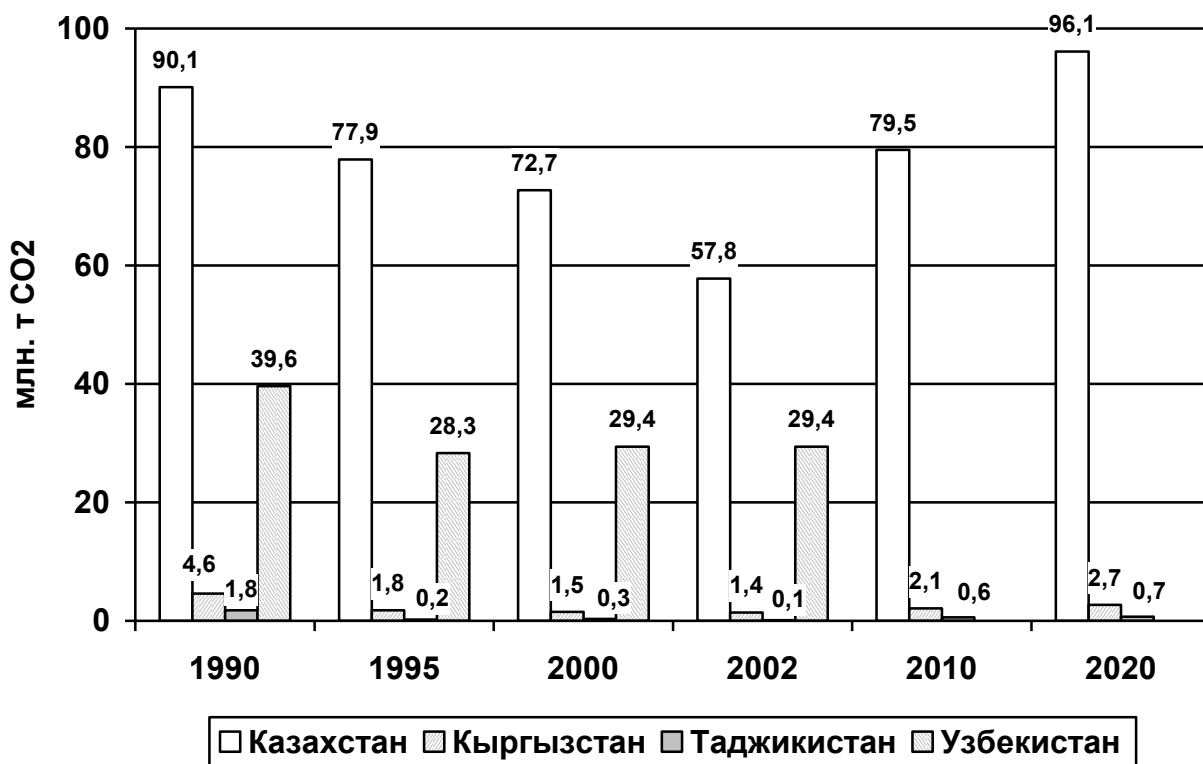


Рис. 4.2. Валовые выбросы CO<sub>2</sub> ТЭС Беларуси и Украины, млн. т



Примечание: Без учета данных по валовым выбросам CO<sub>2</sub> для Грузии за 2020 г.

Рис. 4.3. Валовые выбросы CO<sub>2</sub> ТЭС Азербайджана, Армении и Грузии, млн. т



Примечание: Без учета данных по валовым выбросам CO<sub>2</sub> для Узбекистана за 2010 и 2020 гг.

Рис. 4.4. Валовые выбросы CO<sub>2</sub> ТЭС Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана, млн. т



#### 4b. Потенциал для реализации ПСО/МЧР проектов

##### *Азербайджан<sup>11</sup>*

В настоящее время энергетика Азербайджана располагает основными фондами достаточными для покрытия внутренних потребностей в электрической энергии

Однако существует еще много проблем, решение которых в основном зависит от совершенствования энергетики и ее экономической эффективности. В 1994-1995 ОАО “Азэнерго” при технической поддержке ЕС разработало “План перспективного развития электроэнергетики Азербайджана до 2010”. Основными направлениями развития отрасли в документе определены следующие:

1. Реконструкция ТЭС и ГЭС с заменой старого и изношенного оборудования, которое находилось в эксплуатации 30-35 лет на оборудование, отвечающее современным технологическим стандартам;
2. Совершенствование энергетической системы страны за счет увеличения доли ГЭС;
3. Строительство подстанций напряжением 220-230 кВт с целью уменьшения энергетических потерь и улучшения энергообеспечения регионов;
4. Создание экспериментального оборудования для использования альтернативных возобновляемых источников энергии.

Одной из наиболее острых проблем является высокий уровень удельного расхода топлива на некоторых ТЭС, эксплуатация которых осуществлялась на протяжении многих лет. На этих станциях планируется установить более экономичное парогазовое и газотурбинное оборудование с удельным расходом топлива 260 г/кВт-час, что приблизительно на 30-40% меньше используемого в настоящее время оборудования.

Замена устаревшего оборудования на ТЭС позволит сэкономить около 3,5 миллионов тонн условного топлива. Полный переход на природный газ уменьшит выбросы CO<sub>2</sub> на 14 миллионов тонн в год (См. Рис. 4.5)

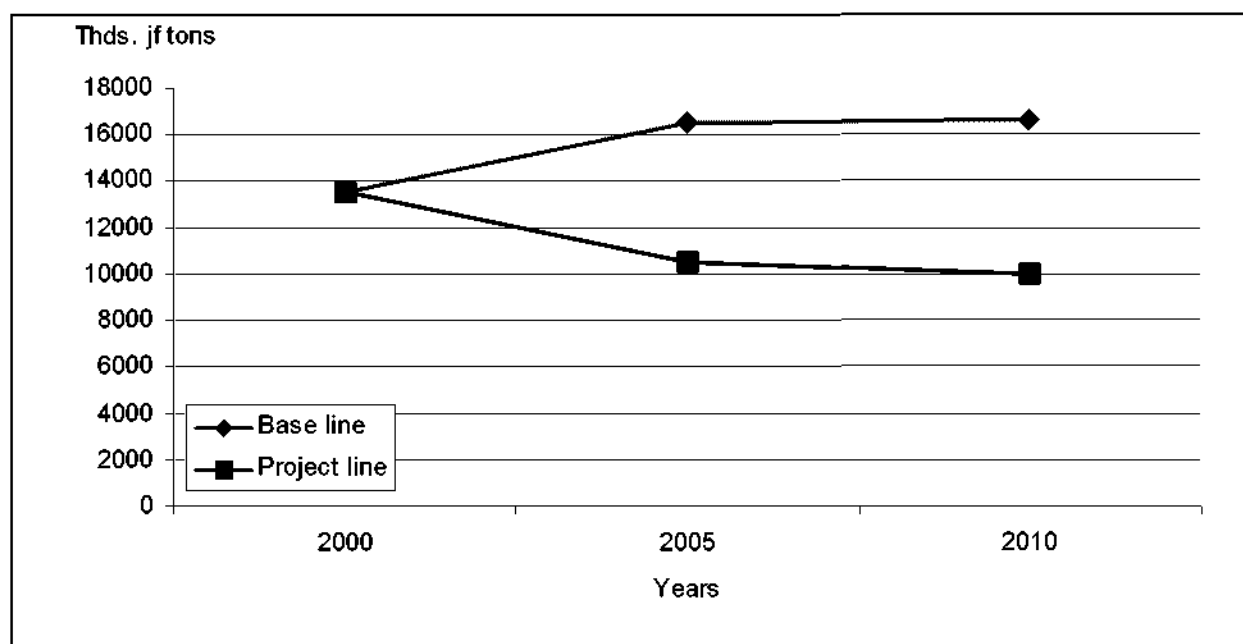


Рис. 4.5. Возможность сокращения выбросов CO<sub>2</sub> на ТЭС после технологической модернизации.

<sup>11</sup> Initial National Communication of Azerbaijan Republic on Climate Change. PHASE 2. Capacity Improvement Activities on Climate Change in the Priority Sectors of Economy of Azerbaijan. Baku - 2001

Введение новых мощностей позволит повысить выработку энергии и довести установленную мощность до 5626 МВт к 2010 году, что на 1395 МВт больше чем в 1995 году. 70% изменений планируется осуществить за счет модернизации существующих ГЭС.

Освоение гидроэнергетических ресурсов Азербайджана представляется целесообразным как с точки зрения имеющихся мощности, так и с точки доступности их освоения. В ближайшее время планируется введение новых мощностей на реках Нахичевань и Кур. Также мощности Мингечаурской ГЭС также будут модернизированы – заменены устаревшие генераторы (см. Таблицу 4.2).

Таблица 4.2: Программа введения новых мощностей на 1999-2010

Годы	Название энергообъекта	Внедренные мощности, МВт, +	Требуемые инвестиции, млн. долл. США
1999-2002	Нахичеванская АР: малая ГЭС	+32,1	66,0
2000	Азербайджанская ГРЭС (блок 9)	+270	20
2002	ТЭЦ-1 г. Баку (2-й блок)	+56	50
2001	Мингечаурская ГЭС (замена двух генераторов)	+20	8
2002	Ветряная энергоустановка	+30	60
2003-2004	Сумгаитская ТЭЦ-1 (газотурбинная)	+420	295
2005-2008	Али-Байрамлы ГРЭС (парогазовая установка)	+790	595
2007	ТузГЭС	+380	450

Малые гидроэлектростанции также имеют значительный потенциал в Азербайджане. По оценкам технический потенциал данного сектора оценивается в 4,9 млрд. кВт-ч, экономически эффективный потенциал оценивается в 1,7 млрд. кВт-ч. Но роль малой гидроэнергетики мала, их потенциал используется только на 2%.

В 1950-х годах в Азербайджане работало 45 малых гидроэлектростанций, а сегодня их только шесть и работают они на устаревшем механическом и электромеханическом оборудовании.

Программа развития малой гидроэнергетики предусматривает технологическую модернизацию и реконструкцию существующих малых ГЭС, а также строительство новых на горных реках и ирригационных каналах (см. Таблица 4.3).

Сегодня многие регионы Азербайджана страдают от нехватки электроэнергии. Малые ГЭС могут помочь в решении данной проблемы. Малые ГЭС обладают рядом преимуществ. Например:

- Они могут быть расположены близко к энергопотребителям
- Потери по транспортировке электроэнергии низкие
- Малые ГЭС сохраняют природный ландшафт
- Малые ГЭС не выбрасывают парниковые газы.

Для малых ГЭС, расположенных на ирригационных каналах, которые имеют постоянный водосток со значительной высотой напора воды, рекомендуется использовать сбрасываемую из этих сооружений воду. Экономическая эффективность малых ГЭС очевидна. Затраты в основном сводятся к строительству машинного зала малой ГЭС. Такие ГЭС были построены на Вайхирском водохранилище, которое образовано от реки Нахчиванчай. Малые ГЭС могут быть построены на каналах Самур-Апшерон, Миль, Верхний Ширван и Верхний Карабах.

Более 20 водохранилищ и каналов используется для ирригационных целей в Азербайджане. Они в основном расположены в предгорных районах и низкогорьях.

Однако у малых ГЭС существуют серьезные недостатки, включающее высокую стоимость и невозможность их проектно-конструкционного тиражирования из-за индивидуального характера каждого технического решения. Средняя цена одного кВт установленной мощности для малых ГЭС составляет порядка 2000 долларов США.

В целом модернизация существующих и строительство новых ГЭС позволит увеличить их долю в производстве электроэнергии на 28,2% или в два раза по сравнению с базовой линией.

Таблица 4.3: Программа развития малой энергетики.

Название ГЭС	Установленная мощность (МВт)	Средняя производительность (млн. кВт-час)	Необходимые инвестиции млн. долл. США
<b>1. Техническая модернизация существующих ГЭС</b>			
Варвары	16,5	90,0	16,5
Шеки	2,8	14,7	2,8
Гусар	1,2	2,6	1,2
Губа	1,15	6,3	1,15
Муган	3,8	14,38	3,8
Зурнабад	2,76	12,76	2,76
<b>2. Реконструкция заброшенных ГЭС</b>			
Ленинкенд	0,8	2,99	1,2
Белокан	0,3	1,32	0,45
Нугеди	0,83	2,94	1,25
<b>3. Строительство малых ГЭС на водохранилищах и каналах</b>			
Тахтакерпю	31,0	155,0	46,5
На канале Миль	30,0	150,0	45,0
На Верхне-Ширванском канале	10,7	55,0	16,1
На Верхне-Карабахском канале	12,0	50,0	18,0
Арпачай	8,5	42,7	12,8
Вайхир	4,7	13,2	7,1
Джегамчай	3,3	14,6	4,95
Акстафачай	2,8	13,8	4,2

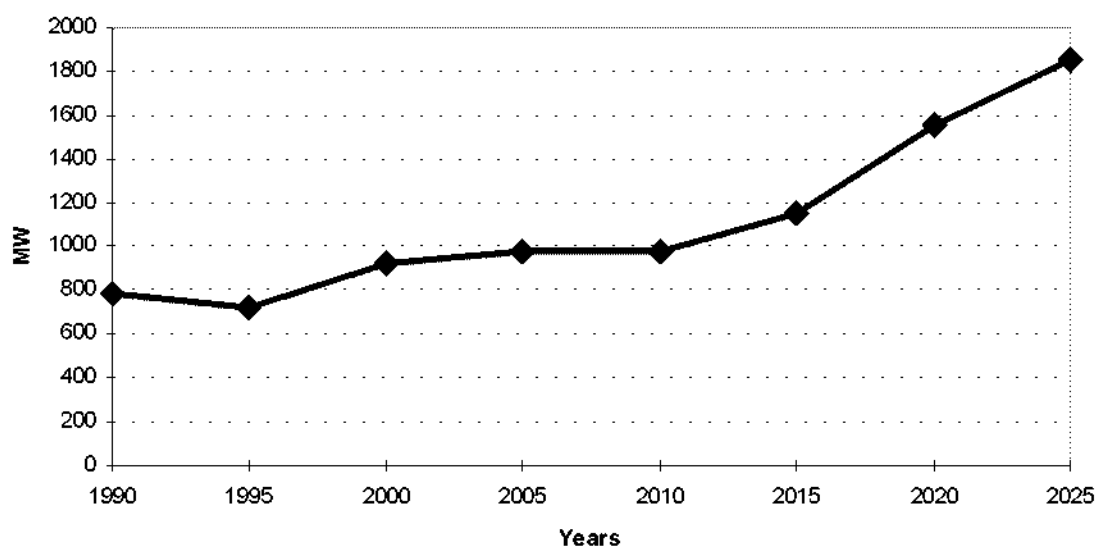


Таблица 4.6. Прогноз развития мощностей ГЭС

Повышение выработки энергии на ГЭС позволит сэкономить топливо и сократить выбросы CO<sub>2</sub> (См. Таблицу 4.4).

Таблица 4.4: Количества сэкономленного топлива и сокращение выбросов CO<sub>2</sub> при внедрении ГЭС.

Показатели	Годы					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Выработка электроэнергии млрд. кВт-ч	1,9	2,0	2,0	2,4	3,3	3,9
Сэкономленное топливо (тыс. т)	570	600	600	720	990	1170
Объемы сокращенных выбросов CO <sub>2</sub> (тыс. т)	1755	1847	1847	2216	3047	3602

Распределение и потребление энергии также требует внедрения более эффективных технологий. Но существующая неопределенность в системе энергопотребления, а также отсутствие эффективной платежной системы отрицательно влияют на эффективность функционирования энергосистемы страны.

Поэтому в качестве эксперимента, правительство Азербайджана решило передать некоторые электро энергетические сети в частные руки. Перечень некоторых проектов в области энергоэффективности в электроэнергетическом секторе представлен ниже в данной работе.

#### ***Использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии.***

Благодаря своему географическому положению, климатическим условиям и особенностям экономической структуры Азербайджан выглядит достаточно оптимистично с точки зрения реализации проектов по возобновляемым источникам энергии.

Кроме энергетических ресурсов рек, категория «возобновляемой энергии» включает солнце, ветер, геотермальные воды и биомассу.

#### ***Солнечная энергия***

Использование солнечной энергии считается достаточно логичным в регионе с поступающей солнечной радиацией более 120 кВт-ч/м<sup>3</sup> в год. Во многих регионах Азербайджана объем поступающей солнечной энергии достигает 1600-1800 кВт-ч/м<sup>3</sup> в то время как среднегодовое

время солнечной радиации составляет от 2200 до 2600 часов с уровнем радиации 3-6 кВт/м<sup>3</sup>. Эти цифры показывают экономическую обоснованность использования в республике солнечной энергии. Это также связано с расположением солнечных станций, которое следует принципу «чем ближе энергетический источник, тем экономически эффективнее становится его использование».

Использование солнечной энергии предпочтительно в Азербайджане в таких сферах, как горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха, промышленность, связь и транспорт. Относительная простота использования солнечной энергии позволяет вести массовое строительство стандартных малых энергетических установок мощностью от 50 до 3000 кВт.

Подсчитано, что при практическом использовании солнечных коллекторов общей площадью 10000 м<sup>2</sup> возможна экономия одной тысячи т у.т.

Реализация проекта, обеспечивающего практическое использование солнечной энергии позволит сэкономить 0,13 млн. т у.т. и сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 232 000 тонн в течении 10 лет.

В целях развития использования солнечной энергии в Азербайджане разработан пилотный проект «Использование солнечной энергии для горячего водоснабжения».

### *Энергия ветра*

В Азербайджане существуют достаточно благоприятные климатические условия для выработки ветряной энергии. Ветры силой от 3 до 5 м/сек преобладают в предгорных районах и низинах. Сила ветра в прибрежных районах варьирует от 6 до 8-20 м/сек. На Апшеронском полуострове, кроме преобладающего северного ветра, наблюдаются северо-западные и южные ветра. Все это создает 30% вероятность разброса силы ветра между 9 и 20 м/сек.

Таким образом возможности использования энергии ветра имеются на Апшеронском полуострове, береговой зоне в районе метеорологической станции «Низовая пристань», в районе Сумгаита, острова Жилой, Нефтяных скал, Пута, Свиной и островов Сара. Привлекательность этих регионов предопределена среднегодовой силой ветра в пределах 5,5-8,0 метров в секунду. Более того, учитывая тот факт, что ветра в Азербайджане дуют 250 дней в году делает нецелесообразным игнорирование возможностей использования энергии ветра.

ОАО «Азэнерго» совместно с японской компанией «Томен» работают в настоящее время над проектом по созданию ветроэнергетической станции мощностью 30 МВт.

Эта станция будет находиться в районе юго-западного Апшерона – в местечке Кобустан. Будущая ветряная станция будет иметь 50 ветряных турбин на расстоянии 110-15 метров друг от друга. Мощность каждой турбины 800 кВт. Предполагаемая стоимость проекта 30-40 млн. долларов США. За два года издержки на проект окупятся и далее станция будет приносить доход.

Технический потенциал энергии ветра в Азербайджане позволяет увеличить производственную мощность до 800 МВт и производить до 4 млрд. кВт-ч электроэнергии. Использование ветра для производства электроэнергии будет существенно способствовать развитию национальной энергетики. Поскольку выработка ветряной энергии составляет 17% базовой линии общей выработки электроэнергии.

Внедрение ветряной энергетики позволит сэкономить 2,4 миллиона т у.т. и сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 4,4 миллиона тонн в течении 20 лет

На рис. 4.7 представлен прогноз развития ветряной энергетики в Азербайджане.

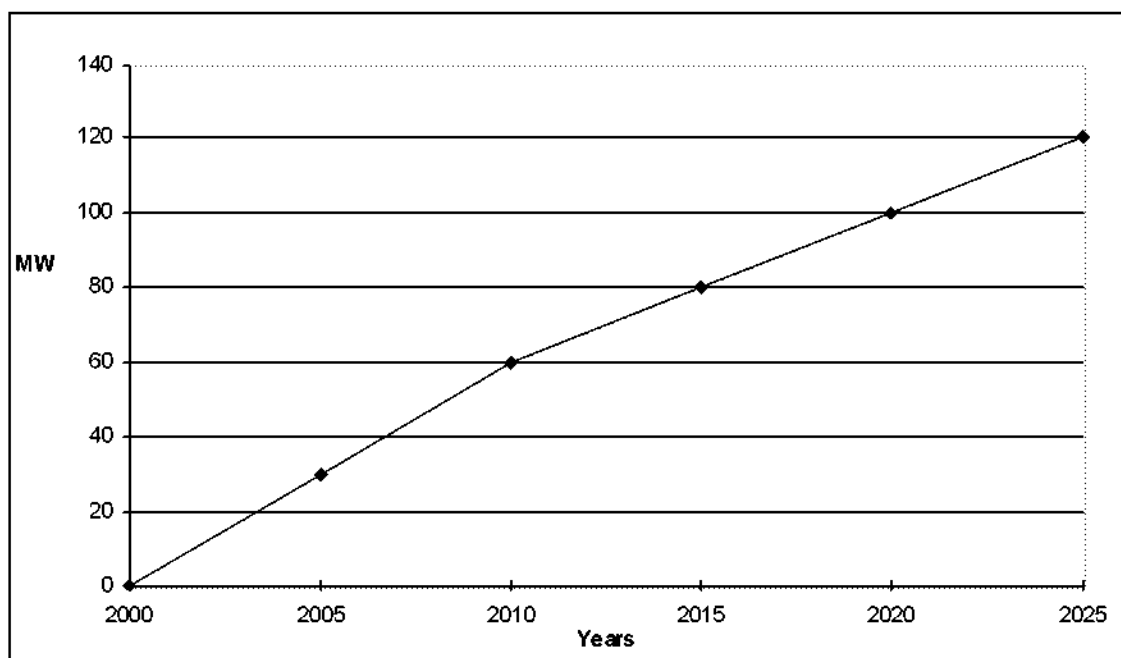


Рисунок 4.7. Прогноз динамики выработки электроэнергии на ветряных энергоустановках.

Строительство ветряных турбин позволит увеличить производство электроэнергии, уменьшить потребление топлива и уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> (см. Таблица 4.5).

Таблица 4.5: Ожидаемые результаты выработки электроэнергии ветряными установками

Показатели	Годы				
	2005	2010	2015	2020	2025
Выработка электроэнергии, миллион кВт-ч	163	325	434	542	651
Сэкономленное топливо, тыс. т	49	98	130	163	195
Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , тыс. тонн	150	300	400	500	600

Для использования ветряной энергии предлагается пилотный проект “Внедрение ветряных турбин для производства электроэнергии.

### **Биоэнергетика**

Биомасса является устойчивым возобновляемым энергетическим источником, который можно использовать для производства электроэнергии и других энергоресурсов.

Используемая в настоящее время энергетическая система – биомасса содержит древесные отходы, пищевые отходы и отходы сельскохозяйственного производства. В будущем хозяйства, расширяя использование экономически выгодных энергоресурсов, таких как древесина и трава, существенно увеличат использование биомассы.

Биомасса может рассматриваться как нейтральная альтернатива для производства электроэнергии, т.к. при этом происходят углеродные выбросы. Несмотря на то, что при сжигании биомассы выбрасывается углекислый газ, тот же его объем поглощается из воздуха во время роста самой биомассы. Таким образом, биомасса рециркулирует атмосферный углерод и минимизирует воздействие на глобальное потепление.

Азербайджан не имеет значительных лесов. Средняя доля лесных районов составляет около 11%, что в 2,5-3 раза меньше международно-признанных норм. Теплотворная ценность

древесины составляет от 6 до 12 ТДж/тыс. м<sup>3</sup>). Средняя теплотворная ценность твердой биомассы составляет до 18,4 ТДж/тыс. т.

Азербайджан является аграрной страной, которая производит 2 миллиона тонн зерновых культур в год. Подсчитано, что сельскохозяйственный сектор производит 2-4 млн. тонн отходов после сбора урожая.

## *Армения*<sup>12</sup>

Стратегия ограничения выбросов парниковых газов базируется на оптимальном сочетании следующих факторов:

- Обеспечение условий для преодоления экономического кризиса и дальнейшего устойчивого социально экономического развития и достижение 70% уровня экономического развития 1990 года к 2010, в соответствии с вероятным сценарием развития;
- Обеспечение энергетических потребностей прогнозируемого социально-экономического развития;
- Принятие необходимых мер по совершенствованию и структурной перестройке энергетической системы с наименьшими затратами;
- Сохранение минимального уровня выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ.

В случае реализации Энергетического мастер плана Армении, основными составляющими ограничивающими выбросы парниковых газов будут следующие:

- Увеличение ресурсов и модернизация существующих генерирующих мощностей энергетических станций и применение новых высоко эффективных блоков (с комбинированным циклом) на тепловых электр станциях, что позволит значительно уменьшить удельный расход топлива для производства энергии и даст ежегодную экономию топлива 120-190 тыс. т у.т. после 2000 и соответствующее сокращение выбросов CO<sub>2</sub>;
- Увеличение доли производства своих собственных первичных энергоресурсов за счет увеличения гидроэнергетики (с 18% в 1990 до 26,8 в 2010), а также ядерной, геотермальной и энергии ветра. Их доля в производстве энергии составит 14,3% в 2010. Наряду с увеличением доли собственных первичных энергоресурсов с 10,9% в 1990 до 32-37%, в 2005-2010 планируется сокращение доли тепловых электростанций в энергетическом балансе страны с 82% в 1990 до 26,5 в 2010;
- Увеличение доли природного газа и сокращение доли мазута в производстве энергии. В сравнении с 1990 годом сокращение доли мазута должно составить с 32% до 9% к 2000 и 6-7% к 2005-2010, доля природного газа должна составить 72%;
- Повышение энергоэффективности и энергосбережения. Основной потенциал энергосбережения лежит в области электроэнергетики и теплоснабжения, а также в промышленности, коммунальном хозяйстве и коммерческом секторе, использование данного потенциала позволит сберечь 318 тыс. т у.т. и сократит ежегодные выбросы CO<sub>2</sub> до 609 Гт к 2010. В будущем возможно достижение значительного энергосбережения за счет уменьшения потерь воды в ирригационных системах, что позволит увеличить выработку электроэнергии на гидроэлектростанциях Севан-Хразданского каскада до 1000 ГВт-ч в год, в том числе использование гравитационной ирригации, а также за счет применения налоговой и тарифной политики.

---

<sup>12</sup> First National Communication of the Republic Of Armenia Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Ministry of Nature Protection of the Republic of Armenia. United Nations Development Program Office in Armenia. Global Environment Facility. October, 1998



## *Беларусь*

На долю энергетики, включающей все процессы энергетической деятельности, связанные с добычей, хранением, транспортировкой и использованием (сжиганием) органического топлива, в структуре выбросов газов с прямым парниковым эффектом по категориям источников (без учёта поглощения CO<sub>2</sub>) приходится:

- диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) – ~70%
- метана (CH<sub>4</sub>) – 38,6%
- закиси азота (N<sub>2</sub>O) – 2,4%

Структура источников выбросов от энергетики основного антропогенного парникового газа (CO<sub>2</sub>) по уровню 2002 г. такова: энергетика – переработка топлива, производство и передача энергии (64,3%), транспорт (~11%), промышленность (~7%), коммунально-бытовой сектор (~10%).

В связи с определяющей ролью эмиссии CO<sub>2</sub>, от энергетического использования (сжигания) топлива в общей национальной эмиссии парниковых газов, основные положения стратегии ограничения эмиссии парниковых газов будут также связаны, в первую очередь, с проблемами ограничения эмиссии CO<sub>2</sub> в энергетической системе страны.

В экономике Беларуси, при дефиците собственных энергоресурсов, топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является важнейшей составляющей в обеспечении функционирования и развития производительных сил, в повышении жизненного уровня населения.

Главной проблемой развития и функционирования топливно-энергетического комплекса Беларуси является высокая зависимость от импорта.

Потребность республики в энергоносителях на 15-18% обеспечивается за счёт собственных ресурсов, добываемых на территории Беларуси (нефть, попутный газ, топливный торф, дрова и прочие) остальная – за счёт импорта, при этом в 2002 году в общем импорте доля России составляет 97,1%.

Соотношение доли местных и импортируемых ТЭР постоянно изменяется в сторону увеличения доли местных ТЭР (прежде всего дров и древесных отходов).

Концепция Национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь до 2020 г. предусматривает структурную перестройку промышленности, которая должна быть направлена на дальнейшее укрепление и развитие перспективных подотраслей и производств на основе внедрения новой техники и прогрессивных ресурсо-, энергосберегающих экологически чистых технологий; замедлении темпов развития традиционных, в основном металло- и энергоёмких подотраслей и производств; некоторого снижения доли машиностроения и металлообработки.

Проведение мероприятий по снижению эмиссии парниковых газов в Беларуси основывается на положениях общей национальной стратегии наиболее эффективного реагирования на ожидаемые климатические изменения с целью предотвращения их отрицательных последствий.

В перспективе развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) предусматривается направить на решение следующих задач:

- максимально возможное удовлетворение потребностей отечественных потребителей в топливно-энергетических ресурсах, преимущественно за счет местных ресурсов;
- обеспечение энергетической безопасности страны и повышение ее энергетической независимости на основе оптимизации структуры топливно-энергетического баланса

(увеличение доли вторичных энергетических ресурсов, местных видов топлива, возобновляемых источников энергии – ветро-, гелио-, биоэнергетика, малая гидроэнергетика), широкого внедрения новых эффективных технологий производства электроэнергии, реализации мер по энергосбережению во всех секторах экономики, включая социальную сферу;

- развитие прогрессивных технологий переработки нефти, повышающих уровень ее извлечения, использования и качество продуктов ее переработки;
- совершенствование форм взаимодействия (влияния) ТЭК с окружающей средой в целях снижения негативного влияния на природу.

Оптимизация структуры генерирующих источников электроэнергетической отрасли предусматривается за счет внедрения парогазовых и турбинных технологий, увеличения выработки электрической энергии по теплофикационному циклу, преобразование котельных в мини-ТЭЦ – все это позволит в максимальной степени удовлетворить возрастающий спрос на электроэнергию и повысить эффективность теплоснабжения населенных пунктов страны.<sup>13</sup>

### **Возобновляемые источники энергии в Беларуси<sup>14</sup>**

Хотя ВИЭ могут в совокупности обеспечивать не более 5% всей расчетной экономики топлива их скорейшее широкое применение в республике очень важно по нескольким причинам.

Во-первых, работы по их использованию будут способствовать развитию собственных технологий и оборудования, которые впоследствии могут стать предметом экспорта, во-вторых, эти источники, как правило, являются экологически чистыми, в-третьих, их применение само по себе обеспечивает воспитание людей к переходу от расточительной к рациональной экономике.

Для обеспечения быстрой окупаемости затрат на нетрадиционную энергетику во всех случаях предпочтение следует отдать наиболее простым техническим решениям, оборудованию, выпускаемому на предприятиях республики с максимальным использованием местных материалов.

#### **Древесное топливо.**

Беларусь обладает значительными лесными ресурсами. Общая площадь лесного фонда на 1 января 2001 года составила 9248 тыс. га, запас древесины 1340 млн. м<sup>3</sup>. Ежегодный текущий прирост составляет 32,37 млн. м<sup>3</sup>, средний прирост за вычетом отпада - 25 млн. м<sup>3</sup>.

Прогнозируется систематический и устойчивый рост ресурсов лесного сырья (до 1,8 раза к 2020 года) при одновременном улучшении возрастного и породного состава лесов.

Централизованная заготовка дров и отходов осуществляется предприятиями Минлесхоза и концерна «Беллесбумпром».

В целом по республике годовой объем централизованных заготовок дров и отходов лесопиления составляет около 1 млн. т у.т. Часть дров поступает населению за счет самозаготовок, объем которых оценивается на уровне 0,3-0,4 млн. т у.т. Промышленное потребление древесного топлива и отходов не превышает 700-750 тыс. м (около 200 тыс. т у.т. в год). Основной отраслью, утилизирующей древесные отходы, является концерн

<sup>13</sup> First National Communication in Response to Belarus' Commitments Under the UN Framework Convention on Climate Change. World Bank. Ministry of Natural Resources and Environmental Protection Republic of Belarus. Minsk, 2003

<sup>14</sup> «Возможности использования альтернативных источников энергии в Республике Беларусь». ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 11, 2005 г.

«Беллесбумпром» и его предприятия с объемом использования отходов на топливные нужды на уровне 130 тыс. м<sup>3</sup> в год.

Возможности республики по использованию дров в качестве топлива можно определить исходя из естественного годового прироста древесины, который приблизительно оценивается в 6,6 млн. т у.т. в год (если сжигать весь прирост), в т.ч. в загрязненных районах Гомельской области - 20 тыс. м<sup>3</sup>, или 5,3 тыс. т у.т. Для использования древесины из данных районов в качестве топлива необходимо разработать и внедрить технологии и оборудование по газификации и параллельной дезактивации. Сырьевые ресурсы отрасли могут обеспечить в настоящее время поставку 1,5 млн. т у.т. древесного топлива в год с ростом поставок до 3,7 млн. т у.т. в год на период до 2020 года, при этом следует отметить, что древесно-топливными ресурсами обладают все области Беларуси и они рассредоточены по всем лесохозяйствам Минлесхоза.

К этой категории топлива могут быть отнесены древесные отходы гидролизных заводов - лигнин, запасы которого составляют около 1 млн. т у.т., а возможный ежегодный объем использования оценивается в 50 тыс. т у.т.

Технико-экономический анализ емкости рынка потребления древесно-топливных ресурсов с учетом текущих уровней цен и отчислений дает основание прогнозировать систематический его рост до 4 млн. т у.т. в год, что существенно выше сырьевых ресурсов отрасли и возможных поставок этого вида ресурсов.

Прогноз использования древесины в качестве топлива в млн. т у.т. следующий: в 2001 году - 1,41, 2005 - 1,89, 2010 - 2,49, 2015 - 3,1, в 2020 году - 3,7.

#### **Гидроэнергетические ресурсы.**

Установленная мощность 20 ГЭС на 1 января 2003 года составила 10,4 МВт. В 2002 году за счет использования гидроресурсов было выработано 28,2 млн. кВт-ч электроэнергии, что эквивалентно вытеснению импортного топлива в 7,9 тыс. т у.т.

Потенциальная мощность всех водотоков Беларуси составляет 850 МВт, в том числе технически доступная - 520 МВт, а экономически целесообразная - 250 МВт. За счет гидроресурсов к концу прогнозируемого периода возможна выработка 0,8-0,9 млрд. кВт-ч, и, соответственно вытесненные, 250 тыс. т у.т.

Единичная мощность гидроагрегатов будет лежать в диапазоне от 50 до 500 кВт. Предпочтение будет отдаваться быстроремонтируемым гидроагрегатам капсульного типа.

#### **Ветроэнергетический потенциал.**

На территории республики выявлено 1840 площадок для размещения ветроустановок с теоретически возможным энергетическим потенциалом 1600 МВт и годовой выработкой электроэнергии 6,5 млрд. кВт-ч.

Однако в рассматриваемый период времени технически возможное и экономически целесообразное использование потенциала ветра с большой степенью уверенности не превысит 5% от установленной мощности электростанций энергосистемы, т.е. составит около 300 МВт, или 1 млрд. кВт-ч.

Основным направлением использования ВЭУ на ближайшую перспективу до 2005 года будет их применение для привода насосных установок небольшой мощности (5-8 кВт) и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве. Эти области применения характеризуются минимальными требованиями к качеству электрической энергии, что позволяет резко упростить и удешевить ВЭУ.

Предполагается, что при благоприятных экономических условиях и решенных технологических проблемах установленная мощность ветроустановок в Беларуси может составить к 2015 году около 30 МВт, а к 2020 году - 50 МВт.

### **Биомасса.**

Результаты испытаний биогазовых установок для производства биогаза из отходов животноводческих комплексов подтвердили требование комплексной оценки их эффективности, т.к. их использование только для получения биогаза экономически невыгодно в сравнении с другими видами топлива. Основная составляющая эффекта состоит в том, что без дополнительных энергетических затрат можно получить экологически чистое высококачественное органическое удобрение и вследствие этого пропорционально сократить энергоемкое производство минеральных удобрений. Попутное применение биогазовых установок позволит существенно улучшить экологическую обстановку вблизи крупных ферм и животноводческих комплексов, а также на посевных площадях, куда в настоящее время сбрасываются отходы животноводства. Принципиально новым направлением может быть использование биогазовых установок на канализационных станциях крупных населенных пунктов и тем самым на 60-70% сократить собственные нужды этих станций в энергоносителях.

Потенциально возможное получение товарного биогаза от всех источников оценивается в 160 тыс. т у. т. в год.

### **Солнечная энергия.**

По метеорологическим данным в Республике Беларусь в среднем 250 дней в году пасмурных, 185 с переменной облачностью и 30 ясных, а среднегодовое поступление солнечной энергии на земную поверхность с учетом ночей и облачности составляет 243 кал на 1 см в сутки, что эквивалентно 2,8 кВт-ч, а с учетом КПД преобразования 12% - 0,3 кВт-ч/сутки.

Для удовлетворения потребности республики в электроэнергии в объеме 45 млрд. кВт-ч потребуется 450 км<sup>2</sup> гелиостатов, что при их стоимости 450 долларов США/м<sup>2</sup> соответствует стоимости 202,5 млрд. долларов США без учета затрат на эксплуатацию выпрямителей, строительно-монтажные работы, конструкцию, кабели, системы управления, технические средства для обслуживания, инфраструктуру и т.п. Учет перечисленных составляющих удвоит названную сумму.

С учетом опыта создания солнечной электростанции в Крыму, а также зарубежного опыта удельные капвложения и себестоимость получаемой электроэнергии многократно превышают ее производство на других источниках. Технический прогресс в этой области естественно будет способствовать снижению затрат, однако для условий Беларуси в прогнозируемом периоде составляющая производства электроэнергии с помощью солнечной энергии будет практически не ощутима.

Основными направлениями использования энергии солнца будут ГВН и различные гелиоустановки для интенсификации процессов сушки и подогрева воды в сельскохозяйственном производстве и других бытовых целей.

За счет использования солнечной энергии в прогнозируемом периоде возможно замещение около 5 тыс. т у.т. в год органического топлива.

### **Геотермальные ресурсы.**

Температурные условия недр территории республики изучены недостаточно. По предварительным данным наиболее благоприятные условия для образования термальных вод имеются в Припятской впадине.

Большая глубина залегания термальных вод, сравнительно низкая их температура, высокая минерализация и низкий дебет скважин (100-1150 м/сутки) не позволяют в настоящее время рассматривать термальные воды республики в качестве заслуживающего внимания источника энергии.

**Твердые бытовые отходы (ТБО).**

Содержание органического вещества в бытовых отходах составляет 40-75%, углерода - 35-40%, зольность - 40-70%, горючие компоненты в бытовых отходах составляют 50-88 %, теплотворная способность ТБО - 800-2000 ккал/кг.

В мировой практике получение энергии из ТБО осуществляется несколькими способами: сжиганием, активной и пассивной газификацией. Наиболее перспективна – газификация, т.к. в случае прямого сжигания возникают экологические проблемы, для решения которых требуются инвестиции, двукратно превышающие стоимость самих сжигающих установок.

В Республике Беларусь ежегодно накапливается около 2,4 млн. т твердых бытовых отходов, которые направляются на свалки и два мусороперерабатывающих завода (Минский и Могилевский), на которые ежегодно вывозится: бумаги - 648,6 тыс. т, пищевых отходов - 548,6, стекла - 117,9, металла - 82,5, текстиля - 70,8, дерева - 54,2, кожи и резины - 47,2, пластмассы - 70,8 тыс. т.

Потенциальная энергия, заключенная в твердых, бытовых отходах, образующихся на территории Беларуси, равноценна 470 тыс. т у. т. При их биопереработке в целях получения газа эффективность составит не более 20-25%, что эквивалентно 100-120 тыс. т у.т.

## *Грузия*<sup>15</sup>

Грузия является одной из богатейших стран в мире по гидроэнергетическим ресурсам. Гидроэнергетический потенциал ее рек оценивается в 80-85 млрд.кВт-ч в год. Экономически эффективный потенциал оценивается в 40-50 млрд.кВт-ч. На уровне 1990 года прогнозируемая выработка электроэнергии существующими ГЭС составила порядка 10 млрд. кВт-ч, что составляло 20-25% экономически эффективного потенциала. В стране началось строительство ГЭС мощностью 1,1 МВт, что позволило бы производить порядка 3,3 млрд. кВт-ч электроэнергии. Из-за отсутствия финансовых ресурсов строительство этих станций было приостановлено. Таким образом Грузия располагает значительными резервами экологически чистого развития гидроэнергопроизводства. В стране существует возможность строительства ГЭС суммарной мощностью 100-500 МВт со следующей разбивкой по мощностям: крупные ГЭС (>100 МВт, средние ГЭС (10-100 МВт), малые ГЭС (1-10 МВт и мини и микро ГЭС (<1 МВт).

Правительство Грузии стремится формировать нормативно-законодательную базу, которая бы стимулировала развитие производства электроэнергии в данном направлении.

27 июня 1997 года был принят “Закон о производстве электроэнергии в Грузии”, который предусматривает:

- Обеспечение точного отражения затрат по эффективному производству, передаче, диспетчеризации и распределению электрической энергии в тарифной системе, посредством комбинирования между механизмами конкуренции и неконкурентным рыночным регулированием;
- Создание законодательной базы необходимой для стабильного электроснабжения потребителей всех категорий;
- Содействие привлечению местных и иностранных инвестиций в восстановление и развитие электро энергетического сектора.

3 Марта 1998 президентом Грузии был подписан, Декрет «О развитии использования нетрадиционных энергетических ресурсов Грузии», который, в частности предусматривает:

- Освоение возобновляемых источников энергии как одной из приоритетных составляющих энергетического сектора Грузии для обеспечения устойчивого развития страны;
- Разработка мер для привлечения инвестиций, необходимых для использования возобновляемых ресурсов;

В соответствии с Программой развития возобновляемой энергетики, планируются следующие меры, зафиксированные в Декрете:

- Обеспечение 10-12% Правительственных субсидий для производителей «экологически чистой» энергии;
- Правительственное гарантирование производителей о приобретении энергии по льготным ценам;
- Проведение льготной налоговой политики для «экологически чистых» энергопроизводителей.

Энергоэффективность почти всех отраслей грузинской экономики является достаточно низкой. Для решения этой проблемы при поддержке ГЭФ в Грузии в 1999 году был запущен проект по устранению барьеров по энергоэффективному тепло- и горячему муниципальному водоснабжению.

Основными мерами для уменьшения выбросов CO<sub>2</sub> являются следующие:

---

<sup>15</sup> Georgia's Initial National Communication Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Tbilisi, 1999

- Повышение эффективности выработки электроэнергии на природном топливе;
- Замена топлива с высоким содержанием углерода на топливо с более низким содержанием;
- Сокращение потерь в системах электропередач и распределения;
- Внедрение энергосберегающих технологий в промышленности;
- Повышение энергоэффективности в муниципальном хозяйстве (использование энергоэффективных ламп, холодильников, кондиционеров воздуха и других современных устройств);
- Повышение эффективности тепло и горячего водоснабжения;
- Использование геотермальной энергии для тепло и горячего водоснабжения;
- Реконструкция и модернизация существующих ГЭС;
- Восстановление заброшенных ГЭС;
- Запуск в эксплуатацию строящихся ГЭС;
- Восстановление и строительство малых ГЭС;
- Использование энергии солнца, ветра и биомассы.

Для оценки уровня выбросов парниковых газов к 2010 году было рассмотрено два сценария: сценарий (1) предлагает достижение душевого потребления электроэнергии уровня 1990 года, что составляет порядка 3200 кВт-ч. Учитывая рост населения потребность в электроэнергии составит к 2010 году 17,6 миллиардов кВт-ч. Этот объем электроэнергии может быть произведен: на ГЭС – 10 млрд. кВт-ч, на природном топливе – 7 млрд. кВт-ч, использование энергии ветра, солнца, биомассы – 0.6-0.7 млрд. кВт-ч.

Модернизация и восстановление существующих ГЭС и запуск в эксплуатацию, по крайней мере некоторых находящихся на стадии строительства, наряду с сегодняшним направлением по увеличению числа малых ГЭС, создает возможность производства 10 млрд. кВт-ч электроэнергии к 2010 году.

Ветряные ресурсы Грузии оцениваются в 450-500 МВт. Учитывая интерес местных и иностранных инвесторов и принимаемые в настоящее время меры, позволяют планировать 150-170 МВт установленной мощностей с производством порядка 500-600 млн. кВт-ч электроэнергии к 2010 году. Из-за высокой стоимости, использование солнечной энергии для производства электроэнергии будет незначительным и может составить 50-100 млн. кВт-ч к 2010 году.

Мощности ТЭС Грузии в 1998 году составляли 550 МВт. В начале 1999 энергоблок мощностью 250 МВт был запущен в эксплуатацию на ТЭС Гардабани. Восстановление ТЭС в других городах даст дополнительно 150-200 МВт. Не исключается, что к 2010 будет заменено старое энергетическое оборудование. Предполагается, что при выработке электроэнергии на природном топливе, топливо будет сжигаться в следующей пропорции: 75% природный газ, 25% мазут. Энергоэффективность достигнет среднемирового уровня 30%. Выбросы CO<sub>2</sub> составят 5,21 Тг. Поскольку Грузия пока не располагает собственными природными газом и нефтью, Правительство страны намеревается построить 150 МВт мощностей ТЭС на местном угле.

В этом случае, в соответствии с расчетами по второму сценарию, выбросы парниковых газов возрастут на 0.26 Тг по сравнению с первым сценарием.

### ***Уменьшение выбросов парниковых газов***

На данном этапе в Грузии, как и других странах с переходной экономикой, из-за резкого экономического спада, выбросы парниковых газов достаточно низкие. Но, очевидно, что с возрождением экономики, увеличатся и выбросы. Объем выбросов будет зависеть от стратегии возрождения и развития экономики и темпов этого процесса.

Основным принципом уменьшения выбросов парниковых газов будет возрождение экономики и ее дальнейшее развитие на основе принципов устойчивого развития. В связи с разрушением социалистических принципов и переходу на рыночные экономические отношения, что имеет место сейчас в стране, необходимо создание новой управляющей структуры и инфраструктуры. Пока промышленность не функционирует в Грузии, производство энергии в кризисе. В действительности, прогноз выбросов парниковых газов, ожидаемый на данном этапе в различных отраслях, связан со многими сложностями и неточностями. Поэтому Национальный План Действий направлен на осуществление ряда мер по уменьшению выбросов парниковых газов в данном секторе, где ожидается быстрый рост выбросов парниковых газов, что следует из модели, полученной в результате инвентаризации выбросов парниковых газов, проведенной в рамках первого Национального сообщения. Результаты инвентаризации показывают, что в 1980-1990 гг. выбросы парниковых газов в энергетическом секторе составляли порядка 90% всех выбросов на территории Грузии. Наряду с тем фактом, что этот сектор является самым большим источником парниковых газов в Грузии, его возрождение и развитие является приоритетом в стране и для дальнейшего развития экономики и для решения социальных проблем населения. Отсюда одним из центральных мест в проекте Национального плана действий в связи с изменением климата, занимает сектор энергетики. Большинство проектов направлено на возрождение и развитие этого сектора в соответствии с принципами устойчивого развития. Перечень проектов, которые планируется начать в 1999 – 2001 годах в энергетическом секторе, представлен ниже. В случае полной реализации этих проектов, на что понадобится порядка 90 млн. долл. США, сокращение выбросов CO<sub>2</sub> будет возможно на 22,3 млн. тонн.



## *Казахстан*<sup>16</sup>

Казахстан располагает значительным потенциалом сокращения выбросов парниковых газов. В энергетическом секторе, который является основным источником выбросов парниковых газов, это связано с высоким удельными затратами энергии в промышленности и высоким энергосберегающим потенциалом всех секторов экономики. Неэнергетические отрасли также располагают определенными возможностями сокращения выбросов.

Меры сокращения выбросов парниковых газов непосредственно связаны с общим развитием сектора энергетики и Национальной Программой Энергосбережения. План действий по уменьшению выбросов в энергетике будет направлен на производство энергии, региональное теплоснабжение, домашнее хозяйство и промышленность. Эти подсектора были выбраны по следующим критериям: высокий уровень потребления энергии, перспектива развития, важное значение для экономического развития Казахстана или наличия экспортного потенциала.

Таблица 4.6 демонстрирует обобщенную картину специальных мер по сокращению и информацию по пилотным проектам в энергетике. Затраты на некоторые меры носят предварительный характер и будут уточнены. Годовое сокращение парниковых газов дано в удельном измерении по рассматриваемому парниковому газу.

Ниже приводится краткое описание мер по сокращению выбросов парниковых газов в энергетике, предлагаемые для включения в Национальный план действия РКИК ООН.

### **Разработка правоприменительных механизмов по реализации энергосберегающего законодательства**

Одним из основных барьеров развития энергоэффективных и энергосберегающих технологий и возобновляемой энергетики в развивающихся странах и странах с переходной экономикой является отсутствие законодательных рамок и отработанных правоприменительных механизмов для их реализации. В Казахстане законодательные рамки определены Законом республики Казахстан по энергосбережению, принятому в декабре 1997 года. Этот закон официально охватывает все аспекты энергосбережения как в энергопроизводстве, так и в сфере энергопотребления, включая повышение энергоэффективности и развитие возобновляемой энергетики. Закон определяет рамки для управления политикой энергосбережения на национальном уровне. На сегодня, однако, правоприменительные механизмы для реализации Закона не в полной мере развиты, что является одним из приоритетных направлений осуществления Программы энергосбережения и приоритетом по сокращению выбросов парниковых газов.

Правоприменительные механизмы для выполнения Закона должны быть разработаны в несколько этапов и включать создание уполномоченного исполнительного агентства, развитие нормативной базы, разработку деталей для реализации программы на уровне отдельных регионов, программу реализации и мониторинга, а также распространения приобретенного опыта в других регионах Казахстана. Для разработать дизайна программы и ее реализации Казахстану понадобится техническая поддержка международных или донорских организаций. Общая стоимость затрат оценивается в 500000 долл. США.

---

<sup>16</sup> Initial National Communication of the Republic of Kazakhstan under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Almaty, 1998

Таблица 4.6: Сводная таблица приоритетных мер в энергетическом секторе

Меры	Потенциал годового сокращения CO <sub>2</sub> , млн. тонн		Потенциал годового сокращения CH <sub>4</sub> , млн. тонн		Общее сокращение CO <sub>2</sub> за 2000-2020, млн. тонн	Необходимое финансирование, млн. долл. США
	2005	2020	2005	2020		
Развитие механизмов для осуществления Закона по энергосбережению	NA	NA	NA	NA	NA	0.5
Повышение энергоэффективности на энергопредприятиях, работающих на природном топливе, энергосбережение и совершенствование районной системы теплоснабжения:						
Модернизация и восстановление энергетических предприятий	1.76	2.33	0.17	0.19	40	1,061
Энергосбережение и совершенствование районной системы теплоснабжения:						
Пилотная фаза	TBD	0.08	TBD	TBD	0.16	0.814 by 1999 <sup>a</sup>
Перечень мер	TBD	0.70	TBD	TBD	TBD	TBD
Малые ГЭС	0.14	3.74	0.02	0.28	20	578
Ветер	0.63	3.13	0.07	0.22	29	0.482 by 1999 <sup>a</sup> 937
Солнце:						
Термальные системы	0.6	0.6	–	–	–	931
Фотоэлектрические системы	0.20	1.74	0.02	0.37	18	
Использование попутного газа	TBD	2.7	TBD	TBD	TBD	TBD

Примечание:

<sup>a</sup> пилотная фаза при поддержке ГЭФ;

TBD = будет определено;

NA = не приемлемо.

### **Повышение энергоэффективности на энергопредприятиях, работающих на природном топливе, энергосбережение и совершенствование районной системы теплоснабжения**

Наиболее эффективными направлениями в области повышения энергосбережения на энергопредприятиях, работающих на природном топливе, являются следующие:

- Дальнейшее развитие совместного производства электроэнергии и тепла в комбинированном цикле (замена отдельного конденсационного цикла генерирования электричества и тепла). Это может быть достигнуто путем строительства новых

электростанций с современным эффективным оборудованием, заменой конденсационных турбин на теплофикационные на действующих электростанциях, и перевод конденсационных турбин на пониженный вакуумный режим (практически их модернизация);

- Совершенствование тепловых схем электростанций, в частности, установка парогазовых установок при как строительстве новых электростанций, так и строительстве газотурбинных блоковых «суперструктур» на существующих паротурбинных электростанциях.

В соответствии с оценкой сокращения парниковых газов, эти меры позволят сократить годовой выброс CO<sub>2</sub> на 1,6 млн. т до 2005 года и на 2,3 млн. т до 2020. Суммарное сокращение CO<sub>2</sub> выбросов за весь период может составить 40 млн. тонн. Этот сценарий характеризуется низкими затратами по сокращению выбросов CO<sub>2</sub>. Для реализации всей программы улучшения эффективности использования топлива на электростанциях, представленный в Стратегии по развитию энергетического сектора, необходимо порядка 1 млрд. к 2020. Этот вариант был включен как основной приоритет для среднесрочных и краткосрочных мер в области генерирования электроэнергии.

Исследования показали, что лучшими вариантами для эффективного энергосбережения и районного теплоснабжения и, соответственно, снижения CO<sub>2</sub> выбросов, является совершенствование тепловых бойлеров, тепло распределительных сетей, систем тепло контроля в зданиях и теплоизоляция зданий. Существующие возможности позволят сэкономить 25-35% и являются технически обоснованными и экономически эффективными.

В соответствии с исследованиями по отдельным типовым котельным в Алма-Ате, реализация данных мер наряду с установкой газотурбинных систем, оборудования автоматизации и мониторинга, установки теплорегистрирующего оборудования, усовершенствования распределительных систем пара и горячей воды могут позволить сократить выбросы CO<sub>2</sub> до 40% ежегодно. Распространению усовершенствованных технологий в других регионах Казахстана может привести к сокращению CO<sub>2</sub> выбросов до 1 млрд. т к 2020 году.

Для оценки потенциала общего сокращения выбросов CO<sub>2</sub> и необходимых для инвестиций для выполнении всех мер как на стороне поставщиков, так и на стороне потребителей ГЭФ был инициирован пилотный проект.

### **Повышение доли природного газа в энергетическом балансе**

В настоящее время объем попутного газа сжигаемого в факелах на нефтяных месторождениях оценивается в 740 млн. м<sup>3</sup>. Эксперты оценивают потенциал сокращения за счет использования попутного газа в для целей энергетики в 2.7 млн. тонн CO<sub>2</sub> в год.

Среди других приоритетов, План Приоритетных Действий Министерства экологии предусматривает реализацию проектов по использованию попутного газа в “Прорва” и “Кумкол” месторождениях посредством перепроектирования строительства газотурбинных установок на попутном газе. Реализация этих планов потребует привлечения финансирования как от иностранных собственников соответствующих месторождений, так и бюджетов регионального и центрального правительств.

### **Увеличение использования возобновляемой энергии**

#### ***Малые ГЭС***

Стратегия развития энергетического сектора до 2030 года содержит перечень бассейнов рек и регионов наиболее приемлемых для строительства малых ГЭС. Уже сегодня является целесообразным строительство порядка 23 малых ГЭС с общей мощностью 600 МВт и годовой выработкой в пределах 1,3–1,5 ТВт-ч. Кроме того, определено около 300 каналов для установки оборудования общей мощностью 1600 МВт и годовой выработкой 5 ТВт-ч.

С осуществлением этих мер годовое сокращение парниковых газов может составить 3.7 млн. т к 2020. Малая гидроэнергетика является единственной возможностью уменьшить цены на электричество и сэкономить средств до 0.4 млрд. долл. США за период с 2005 по 2020, или 24 млн. долл. США ежегодно по сравнению со сценарием базовой линии. Общая сумма необходимых средств для установки всех малых ГЭС спрогнозированных стратегией развития энергетического сектора составляет порядка до 578 млн. в 2020. Развитие гидроэнергетики имеет положительный социальный эффект. Ее развитие позволит создать запасы электроэнергии в южной и юго-восточной частях Казахстана, испытывающих значительный дефицит электроэнергии.

Правительственный План Приоритетных действий, в качестве одной из приоритетных задач по включению гидроэнергетических ресурсов малых рек в энергетический баланс Казахстана, определил создание инфраструктуры и строительство пяти демонстрационных малых ГЭС в четырех областях Казахстана: Южный Казахстан, Алма-Аты, Восточный Казахстан и Жамбыл.

Реализация этих мер оценивается в 10 млн. долл. США.

### ***Энергия ветра***

В соответствии с выполненными исследованиями, девять регионов Казахстана были определены как наиболее подходящие для развития ветряной энергетики – эти регионы характеризуются ветрами со средней скоростью, превышающей 8 м/сек. Что касается ветряных ресурсов Джунгарских ворот, скорость ветра там иногда превышает 60 м/сек. В качестве одного из приоритетов, дополнительно могут быть предложены еще 7 ветряных энергостанций с общей мощностью 530 МВт и годовым производством 1,8–2,0 ТВт-ч. В дополнение к возможностям установки крупных ветроустановок, существует значительный потенциал малых ветряных электростанций мощностью от 3 до 50 кВт, прежде всего в зонах с децентрализованной системой водоснабжения, в отдаленных регионах куда доставка топлива для производства электроэнергии и отопления дорога.

Потенциал сокращения выбросов парниковых газов оценивается от 0,7 до 3,1 млн. т. Объем необходимых средств составляет и 1 млрд. долл. США к 2020. Развитие ветряной энергетики является одной из наиболее поддерживаемых и устойчивых возможностей для долгосрочной программы развития энергетического сектора Казахстана. Ее развитие требует существенной государственной поддержки.

В соответствии со стратегией развития энергетического сектора, масштабность применения ветряных установок позволит сократить затраты на производство этого типа энергии и приблизить его к традиционным источникам.

### ***Солнечная энергетика***

В соответствии с оценками, реализация мер по развитию фотоэлектрических систем на начальном этапе может привести к ежегодному сокращению парниковых выбросов на 0,9% от сценария базовой линии.

Установка солнечных систем позволит сократить импорт электричества в южные регионы. В тоже время это достаточно дорогостоящий вариант. Сфера применения таких установок будет ограничена удаленными и трудно доступными регионами, где потребителям нужны небольшие мощности.

Солнечные водонагреватели мощностью 1 кВт в среднем в день могут нагреть 80 литров воды до температуры 40<sup>0</sup>С. На основе этих расчетов максимальное сокращение CO<sub>2</sub> выбросов оценивается в 331,7 т в год. Это достаточно оптимистичный и обоснованный вариант. Правительственный План Приоритетных действий обеспечивает реализацию мер по развитию солнечной энергетики, предусматривает определение приоритетных регионов для развития солнечной энергетики и разработки пилотных проектов.

## *Кыргызская Республика<sup>17</sup>*

Как развивающаяся страна, Кыргызская Республика не имеет обязательств по сокращению выбросов парниковых газов. Однако в рамках соответствующих механизмов для реализации целей Конвенции и Киотского протокола. Кыргызская Республика, в сотрудничестве с другими странами и если экономическая ситуация позволяет, добровольно принять на себя обязательства по предотвращению будущих выбросов парниковых газов. В этой связи, была разработана стратегия по смягчению изменения климата, в первую очередь направленная на ограничение выбросов парниковых газов. Для повышения эффективности, стратегия по смягчению последствий изменения климата была интегрирована с национальной и отраслевой стратегиями, которые обеспечивают сокращение как выбросов парниковых газов, так и сокращение нищеты. Этот подход по возможности обеспечивает устойчивое развитие страны и выполнение обязательств РКИК ООН.

Реализация сокращений основных выбросов требует значительных финансовых ресурсов. Тем не менее, несмотря на текущие экономические трудности, страна имеет возможность осуществить ряд мер по сокращению выбросов парниковых газов, затраты на которые или незначительны или не требуются вообще. Имеется ввиду сокращение таких продуктов горения как двуокись серы, оксиды нитрата, двуокись углерода, другие химические вещества и аэрозоли. К дополнительным положительным результатам относится – улучшение качества воздушной среды как местном и национальном уровне, соответственно снижение негативного воздействия на здоровье людей, животных, растений и экосистему.

Кыргызской Республике предстоит преодолеть такие проблемы, как:

- Отсутствие эффективных регулирующих органов;
- Отсутствие стимулирующих механизмов по внедрению «чистых технологий»
- Преодоление имеющихся рыночных и институциональных барьеров, который препятствуют осуществлению экономически обоснованных мер по сокращению выбросов парниковых газов.

Последние решения Правительства Киргизии ратифицировать Киотский протокол могут помочь преодолеть эти барьеры, препятствующие осуществлению политики и мер по сокращению выбросов парниковых газов. Комплексное осуществление такой политики и мер в форме пакета взаимосвязанных инструментов по сокращению выбросов парниковых газов, может сделать эти действия более эффективными. Эти меры должны включать:

- Организацию эффективного управления мониторингом и контролем за сокращением выбросов парниковых газов, а также выбросов других загрязнителей воздушной среды;
- Практическая поддержка правительством и всем обществом мер по сокращению выбросов парниковых газов;
- Периодическая подготовка Национального сообщения и инвентаризации по сокращению и поглощению выбросов парниковых газов и их представление в Секретариат РКИК;
- Совершенствование соответствующего законодательства;
- Внедрение таких экономических инструментов, как дифференциация налогов и организация тендеров на продажу разрешений на выбросы, сокращение субсидий, способствующих выбросам парниковых газов;

---

<sup>17</sup> First National Communication of the Kyrgyz Republic Under the UN Framework Convention on Climate Change.. Bishkek, 2003

- Координация усилий с различными странами в области сокращения выбросов парниковых газов, включая введение торговли квотами на выбросы;
- Доступ к информации, к передовых технологиям и финансовых ресурсам; информирование общественности о проблеме изменения климата, вовлечение общественности в решение этих проблем; поддержка фундаментальных и прикладных исследований и развитие людского потенциала.

Выбросы парниковых газов при производстве энергии составляют около 35% всех выбросов парниковых газов. Значительный потенциал сокращения выбросов парниковых газов сконцентрирован именно в этом секторе. Развитие топливно-энергетического сектора, который должен обеспечивать максимальную энергетическую независимость Республики, а также стабильное обеспечение энергией потребителей, является основной задачей энергетической политики Киргизской Республики. Эта политика предусматривает:

- В электроэнергетической отрасли: дальнейшее развитие гидроэнергетического потенциала на реке Нарын – строительство Карнбаратинской ГЭС общей мощностью 2260 МВт, реализация программы развития ГЭС и возобновляемых источников энергии, что обеспечит реконструкция существующего каскада малых ГЭС Аламедин и Кемин, восстановление и реконструкция других малых ГЭС общей мощностью 10 МВт и выработкой 84,6 млн. кВт-ч; строительство нескольких новых малых ГЭС общей мощностью 68 МВт и выработкой 281 млн. кВт-ч; установка фотоэлектрических панелей мощностью 2-3 МВт и выработкой 5,3-7,9 млн. кВт-ч; микро ГЭС общей мощностью 2-2.5 МВт и выработкой 8,6-10,8 млн. кВт; ветряные энергетические парки с выработкой 1,0-1,2 млн. кВт-ч;
- В угольной промышленности: к 2005 году, увеличить добычу угля на 80% за счет разработки открытых месторождений лигнита в Кара-Кеш и увеличения на 30% добычи угля на существующих угледобывающих предприятиях;
- В нефтегазовой отрасли: к 2005 году увеличить добычу нефти до 190 тыс. т и природного газа до 30 млн. м<sup>3</sup>, хотя существующая потребность в газе – 800 млн. м<sup>3</sup>.

Развитию гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии уделяется в Киргизии значительное внимание как с точки зрения развития самого энергетического сектора, так и одновременного сокращения выбросов парниковых газов. Основными причинами являются природная возобновляемость в сочетании с сегодняшним низким уровнем использования, а также очевидных экологических преимуществ по сравнению с невозобновляемым топливом и высокий потенциал мощностей основных рек страны.

Тщательно спланированная политика развития энергетического сектора позволит Киргизской Республике стать крупнейшим производителем электроэнергии в регионе. Это позволит не только удовлетворить текущие потребности населения в электроэнергии, но и позволит перейти к использованию электричества для приготовления пищи, обогрева, тем самым заменив органическое топливо, которое сегодня занимает существенную долю в энергопотреблении. Жесткая политика по энергосбережению и внедрению новых технологий позволит держать рост энергопотребления ниже уровня роста ВВП.

В будущем ожидается существенный сдвиг в структуре энергопотребления, из-за увеличения доли электричества с 24% в 1990 году до 55% в 2020.

Доля природного газа сократится с 22% до 12% в 2005 и до 10% к 2020 году. Доля мазута также существенно уменьшится с 12% в 1990 до 1% в 2020 г.

Два основных сценария производства энергии были разработаны в рамках программы развития Киргизстана. Сценарий (А) делает упор на развитие гидроэнергетического сектора и возобновляемых источников энергии, второй сценарий (В) сконцентрирован на

развитии (невозобновляемого) топливно-энергетического сектора, на увеличение угледобычи и расширение теплоэлектрической составляющей в производстве энергии.

Сравнительный анализ выбросов парниковых газов по двум сценариям показывает эффективность развития энергетического сектора по сценарию А (см. Таблицу 4.7). Таблица показывает, что предложенный сценарий А позволяет значительное сокращению выбросов парниковых газов с 11214 Гг в 2000 до 9284 Гг в 2020. Реализация сценария В, наоборот, ведет к увеличению выбросов парниковых газов до 28752 Гг. Развитие энергетического сектора по сценарию В отбросит сокращение выбросов парниковых газов в 2020 году на уровень 1990 года.

Сокращение выбросов парниковых газов требует принятие следующих мер:

- Переход на использование возобновляемых источников энергии, сокращение импорта низкокачественного угля, повышение эффективности за счет модернизации систем сжигания топлива; сокращение использования топлива в тепло и энергоснабжении;
- Введение жесткой политики по энергосбережению; укрепление системы мониторинга и контроля;
- Сокращение нетехнологических потерь при использовании топлива и энергии;
- Разработка законодательных механизмов, которые стимулировали бы потребителей экономить энергию и повышать использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- Фундаментальные и прикладные исследования по развитию и применению новых энергоресурсов и ресурсосберегающих технологий, сокращению выбросов парниковых газов, современным средств улавливания выбросов парниковых газов и инструментарий измерения парниковых газов;
- Информирование общественности по экологическим и социальным последствиям изменения климата, о принимаемых в связи с этим мерах, вовлечение самой общественности в осуществление этих мер.

Таблица 4.7: Сравнительная оценка выбросов CO<sub>2</sub> по различным сценариям развития энергетического сектора страны на 2000-2020

Показатель	2000		2005		2010		2015		2020	
	А	В	А	В	А	В	А	В	А	В
Выработка электроэнергии (млрд. кВт-ч), включая	14,767	13,609	15,192	14,408	18,61	15,93	21,002	17,185	23,033	24,89
ГЭС	13,557	12,4	13,825	12,19	17,026	13,505	19,176	13,505	20,095	18,155
ТЭС	1,21	1,209	1,367	2,2	1,584	2,4	1,826	3,5	2,107	6,7
Потребление топлива, включая										
Уголь млн. т	0,93	1,1	0,95	1,83	1,25	2,38	1,527	3,1	1,55	4,8
Газ, млрд. м <sup>3</sup>	0,570	0,71	0,8	0,93	0,8	1,24	0,8	1,52	0,8	1,75
Мазут, млн. т	0,13	0,2	0,155	0,7	0,16	1,1	0,165	1,6	0,17	1,8
Нефть, млн. т	0,188	0,3	0,69	0,7	0,79	0,8	0,8	1	0,93	1,1
Выбросы CO <sub>2</sub> , Гг	11214	8580	10410	14274	9750	18584	10536	21390	9284	28752

## *Молдова*<sup>18</sup>

Стратегические цели национальной энергетической политики до 2010 года будут достигнуты с помощью следующих мер:

- Повышение энергоэффективности и энергосбережения;
- Внедрение эффективных энергетических технологий с минимальным воздействием на окружающую среду
- Внедрение энергосберегающих ресурсов в балансе энергопотребления при их экономической конкурентоспособности;
- Реализация активной политики энергосбережения потребителями;
- Соблюдение международных стандартов и норм по предотвращению загрязнения окружающей среды.

Достижение этих целей приведет к сокращению выбросов парниковых газов и улучшению окружающей среды. В случае реализации мероприятий по сокращению, направленных на реализацию макроэкономического сценария I и II (Таблица 4.8), будут достигнуты результаты по энергоэффективности и существенному сокращению выбросов парниковых газов.

### **Оценка затрат по некоторым мерам сокращения и адаптации**

Анализ затрат и результатов мер сокращения и адаптации был осуществлен с учетом наиболее приемлемых социальных и экономических затрат связанных с изменением климата: убытки, затраты на сокращение и адаптацию. Анализ был произведен для тех мер сокращения и адаптации для которых имелись необходимые данные. Этапы анализа: первым рассмотрено возможное воздействие в результате изменения климата, затем текущие и будущие выбросы парниковых газов были оценены и сделана предварительная оценка потенциала сокращения выбросов парниковых газов в энергетике, промышленных процессах, сельском хозяйстве, секторе отходов, с учетом изменения землепользования и территорий занятых лесом.

### *Анализ затрат и результатов мер сокращения*

Анализ затрат и результатов охватывает период с 2000 по 2010 гг. и основывается на моделях I и II. Результаты были рассчитаны путем сравнения следующих альтернатив: при отсутствии мер сокращения и в случае применения минимальных и максимальных мер.

### *Меры сокращения в энергетике и отраслях промышленного производства*

В макроэкономических программах развития на следующие десять лет учтены энергосберегающие мероприятия. Следует отметить, что технологические и технические усовершенствования в энергетике и промышленном производстве, способствуют не только существенному росту энергетической эффективности, но и сокращению выбросов парниковых газов.

Данные полученные по максимально затратным мерам сокращения, основываются на применении современных технологий с высоким амортизационным периодом и это экономически обоснованно в долгосрочной перспективе. (Таблица 4.9).

---

<sup>18</sup> First National Communication of the Republic of Moldova Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Republic of Moldova Ministry of Environment and Territorial Development, 2000



Таблица 4.8: План действий в электроэнергетике по энергосбережению и сокращению выбросов парниковых газов на период 2000-2010

Меры снижения	Модель I				Модель II			
	Минимальный сценарий		Максимальный сценарий		Минимальный сценарий		Максимальный сценарий	
	Энергосбережение, тыс. т у.т.	Сокращения выбросов парниковых газов, Гг	Энергосбережение, тыс. т у.т.	Сокращения выбросов парниковых газов, Гг	Энергосбережение, тыс. т у.т.	Сокращения выбросов парниковых газов, Гг	Энергосбережение, тыс. т у.т.	Сокращения выбросов парниковых газов, Гг
Сектор энергопроизводства:	3184.9	3706.1	6226.6	6673.0	4662.5	4806.6	9044.9	8047.9
– Рост доли природного газа за счет снижения доли угля, минимум на 2,5% и максимум на 5% общего потребления топлива в энергопроизводстве;	0.0	871.7	0.0	1307.5	0,0	1228.8	0.0	1843.2
– Повышение энергоэффективности по крайней мере на 2,5% и максимум на 5% в энергопроизводстве;	2234.8	1472.7	4469.6	2945.4	2993.7	2345.7	5987.4	3511.6
– Расширение энергопроизводящих мощностей за счет строительства теплогенерирующих станций и замены конденсационных турбин на газовые;	588.9	832.5	1034.7	1461.9	1170.7	1651.9	2061.2	2911.2
– Повышение энергоэффективности минимум на 5% и максимум на 10% в малой энергетике;	300.8	445.5	601.5	890.9	410.1	675.1	820.3	1350.3
– Повышение энергоэффективности минимум на 5% и максимум на 10% в подотраслях промышленного производства.	60.4	83.7	120.8	167.3	88.0	133.9	176.0	267.8
Возобновляемые источники энергии:	72.0	101.6	387.2	648.3	156.6	221.5	969.4	1371.8
– Использование имеющихся мощностей солнечной энергии, 1300 кВт-ч/м <sup>2</sup> коллектор в год, использование min 0,1 млн. м <sup>2</sup> солнечных коллекторов и max 0.6 млн. м <sup>2</sup> солнечных коллекторов;	72.0	101.6	144.0	304.8	144.0	203.2	432.0	610.4
– Рассмотрение некоторых технико-экономических обоснований по оптимальному расширению водноэнергетического потенциала страны максимально на 180 млн. кВт-ч/год;	0.0	0.0	204.3	288.6	0.0	0.0	459.6	651.6
– Использование биомассы как энергоресурса, применяя технологии получения и утилизации биогаза (возможный объем энергии, полученный от биомассы оценивается порядка 532 тыс. т у.т./год).	0.0	0.0	38.9	54.9	12.6	18.3	77.8	109.8

Таблица 4.9. Анализ затрат и результатов мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов в энергетике, промышленности и секторе возобновляемых источников

Показатель	Модель I				Модель II			
	Минимальный сценарий		Максимальный сценарий		Минимальный сценарий		Максимальный сценарий	
<b>Энергетика и промышленное производство</b>								
Необходимые инвестиции	163,9 mln. \$US		823,2 mill. \$US		244,4 mill. \$US		1804,3 mill. \$US	
Потенциал энергосбережения	3589,6 тыс. т у.т.	179,5 млн. \$US	7206,1 тыс. т у.т.	360,3 млн. \$US	5116,1 тыс. т у.т.	255,8 млн. \$US	10326,9 тыс. т у.т.	516,3 млн. \$US
Потенциал для сокращения выбросов парниковых газов	4721,6 Гг	42,0 млн. \$US	9019,0 Гг	80,3 млн. \$US	7171,4 Гг	63,8 млн. \$US	12817,1 Гг	114,1 млн. \$US
Чистый доход	57,6 млн. \$US		-382,6 млн. \$US		75,2 млн. \$US		-1173,9 млн. \$US	
Отношение Затрат-Результаты, US\$/1 Инвестированная единица	1,4 \$US		0,54 \$US		1,3 \$US		0,35 \$US	
Чистая дисконтированная стоимость результата	35,4 млн. \$US		-234,9 млн. \$US		46,2 млн. \$US		-720,7 млн. \$US	
<b>Возобновляемые источники энергии</b>								
Необходимые инвестиции	0,8 млн. \$US		33,8 млн. \$US		2,6 млн. \$US		74,6 млн. \$US	
Потенциал энергосбережения	72,0 тыс. т у.т.	3,6 млн. \$US	387,2 тыс. т у.т.	19,4 млн. \$US	156,6 тыс. т у.т.	7,8 млн. \$US	969,4 тыс. т у.т.	48,5 млн. \$US
Потенциал для сокращения выбросов парниковых газов	101,6 Гг	0,9 млн. \$US	648,3 Гг	5,8 млн. \$US	221,5 Гг	2,0 млн. \$US	1371,8 Гг	12,2 млн. \$US
Чистая выгода	3,7 млн. \$US		-8,7 млн. \$US		7,2 млн. \$US		-13,9 млн. \$US	
Отношение Затрат-Результаты, US\$ /1 Инвестированная единица	5,6 \$US		0,74 \$US		3,8 \$US		0,81 \$US	
Чистая дисконтированная стоимость результата	2,24 млн. \$US		-5,32 млн. \$US		4,42 млн. \$US		-8,54 млн. \$US	

Весь анализ затраты-результат мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов для всех секторов для двух альтернативных сценариев развития, минимального и максимального, на период 2000-2010 показывает: если эти мероприятия будут осуществлены полностью, Республика Молдавия получит доход (результат) от роста энергетической эффективности порядка 6-14% для сценария модели I и порядка 8-17% для сценария модели II. В соответствии со сценариями рассмотренных моделей I и II, сокращение выбросов парниковых газов достигнет 4-9% и, соответственно, 6-11% всех прямых выбросов парниковых газов за весь

период. Затраты на эти мероприятия были оценены на уровне 1,1-5,8% и 1,3-9,2% от ВВП в рассматриваемый период, 2000-2010 (Таблица 4.10а и б).

На основе сравнения соотношения затраты-результат двух сценариев (минимальный и максимальный) по осуществлению мер сокращения, было обнаружено, что наряду с темпами роста макроэкономического развития страны, что предполагает полную модернизацию технологий, значительных инвестиций с длинным амортизационным периодом, отсутствие дохода на вложенные инвестиции. Положительный эффект от вложенных инвестиций ожидается значительно позже. Из этого следует вывод, что на период 2000-2010 годы страна получит доход только при минимальном сценарии сокращения выбросов в соответствии с рассмотренными моделями развития (Таблица 4.11).

Таблица 4.10: Потенциал энергосбережения, сокращение выбросов парниковых газов и затраты на мероприятия по сокращению для моделей I и II социально-экономического развития страны на период 2000-2010.

а)

Модели развития	Сценарии	Показатели	Общий потенциал
Модель I	min	Энергосбережение, тыс. т у.т.	4001
	max		8849
	min	Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , Гг	5673
	max		12807
	min	Необходимые инвестиции, млн. \$US	170,3
	max		877,9
Модель II	min	Энергосбережение, тыс. т у.т.	6592
	max		13845
	min	Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , Гг	10690
	max		20561
	min	Необходимые инвестиции, млн. \$US	268,9
	max		1921,4

б)

Показатели	Модель I		Модель II	
	min	max	min	max
Всего потребности в первичных энергоресурсах, тыс. т у.т.	62444		80801	
Сбережение энергоресурсов % от общего количества	6,4	14,2	8,2	17,1
Всего выбросов парниковых газов, Гг	141941		181026	
Прямое сокращение выбросов парниковых газов, % от общего количества	4,0	9,0	5,9	11,4
Всего ВВП, млн. % US	15224		20802	
Всего инвестиций, % от ВВП	1,12	5,77	1,29	9,24

Таблица 4.11. Отношение затраты-результат при минимальном и максимальном сценариях сокращению выбросов парниковых газов для моделей I и II макроэкономического развития страны

Сектора	Сценарии моделей I		Сценарии моделей II	
	min.	max.	min.	max.
Энергетика (включая транспорт) и обрабатывающая промышленность	1,4	0,54	1.3	0.35
Возобновляемая энергетика	5,6	0,74	3.8	0.81
Сельское хозяйство	4,4	4,43	4.4	4.43
Сектор отходов	5,0	4,3	4.4	4.3
Изменение землепользования и лесное хозяйство	7,43		7,68	

## *Российская Федерация*

### **Энергетическая стратегия России до 2020 г.: прогнозные оценки внутреннего энергопотребления, снижения энергоемкости ВВП и ожидаемой динамики эмиссии CO<sub>2</sub>.**

Представленные прогнозные оценки эмиссии CO<sub>2</sub> основываются на разработанных программах социально-экономического развития страны и “Основных положениях энергетической стратегии России на период до 2020 г.” Осуществление принципиальных положений этих документов позволит России окончательно выйти из экономического кризиса 90-х годов и достигнуть устойчивого роста всех параметров социально-экономического развития.

Очевидно, что в складывающихся специфических условиях роста экономики и энергетики, в России нет оснований для фиксации какого-либо “базового сценария” или “сценария обычной практики” для эмиссии CO<sub>2</sub>. Все рассматриваемые прогнозные оценки эмиссии CO<sub>2</sub> непосредственно определяются конкретными величинами ожидаемых макропараметров поступательного развития экономики и энергетики. Другими словами, намечаемые официальными программными документами пути развития экономики и энергетики одновременно можно рассматривать в качестве крупномасштабных интегрированных мероприятий по регулированию эмиссии CO<sub>2</sub>.

Темпы роста эмиссии CO<sub>2</sub> при благоприятном развитии экономики могут составить 1,5% в год и 0,7-0,8% в год при сценарии пониженного развития экономики.

Прогнозные оценки эмиссии CO<sub>2</sub> основаны на следующих средних значениях экономических и энергетических макропараметров, ожидаемых в период 2001- 2020 гг.

А. Темпы роста ВВП. Исходным положением прогнозных оценок Энергетической стратегии является ожидаемый рост ВВП в 3 - 3,15 раза (средний годовой темп роста 5-5,2% в год) за двадцатилетие 2001 - 2020 г.г. при благоприятном развитии экономики.

Наряду с этим рассматривается сценарий пониженного развития экономики при меньших (приблизительно в 1,5 раза) темпах роста ВВП (3,3% в год).

В. Темпы снижения энергоемкости ВВП. Коренное повышение энергоэффективности экономики является одной из центральных задач социально-экономического возрождения России. Соответствующее уменьшение энергоемкости ВВП будет связано с двумя группами мероприятий:

- структурная перестройка экономики и энергетики вместе с технологическим прогрессом компенсирует более половины необходимого прироста энергопотребления, поскольку при прогрессивном росте ВВП, увеличение доли сферы услуг и высокотехнологических производств в нем уменьшает потребность в наращивании объема внутреннего энергопотребления.
- проведение целенаправленной энергосберегающей политики на основе интенсивной реализации организационных и технологических мер экономии топлива и энергии позволят реализовать к 2010 г. до трети имеющегося потенциала экономии энергоресурсов и использовать этот потенциал полностью в экономически эффективных пределах до 2020 г. (табл. 4.12).

Таблица 4.12: Прогнозные оценки экономии энергоресурсов (относительно 2000 г.)

Год	Экономия энергоресурсов, млн. т у.т./год	Ожидаемое снижение эмиссии CO <sub>2</sub> , млн.т.CO <sub>2</sub> /год
2005	30 - 55	55 - 100
2010	105 - 140	200 - 270
2015	185 - 200	350 - 380
2020	300 - 420	570 - 800

Примечание: Показаны значения при условии реализации освоенных в отечественной ( нижнее значение ) и мировой ( верхнее значение ) практике мер экономии энергоресурсов.

В результате осуществления всего крупномасштабного комплекса мероприятий по снижению энергоёмкости ВВП ожидается что 70- 75% снижения будет связано со структурной перестройкой экономики, а 25-30% - с организационными и технологическими мероприятиями по энергосбережению.

В Энергетической стратегии рассматриваются два основных варианта снижения энергоёмкости ВВП – оптимистический и неблагоприятный. При достаточных инвестициях в планируемые мероприятия по повышению эффективности энергетической сферы (оптимистический вариант), в период 2001-2020 г.г. энергоёмкость ВВП может быть снижена в 2,1 раза (средние годовые темпы снижения 3,7% в год), однако в неблагоприятных условиях эти темпы могут уменьшиться до 2,5% в год.<sup>19</sup>

### **Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива<sup>20</sup>**

Необходимость использования указанных видов энергии определяется их существенной ролью при решении следующих проблем:

- обеспечение устойчивого тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах децентрализованного энергоснабжения, в первую очередь в районах Крайнего Севера и приравненных к ним территориях. Объем завоза топлива в эти районы составляет около 7 млн. т нефтепродуктов и свыше 23 млн. т угля;
- обеспечение гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства в зонах централизованного энергоснабжения, испытывающих дефицит энергии, предотвращение ущерба от аварийных и ограничительных отключений;
- снижение вредных выбросов от энергетических установок в городах и населенных пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отдыха населения.

Неистощаемость и экологическая чистота этих ресурсов обуславливают необходимость их интенсивного использования.

По оценкам, технический потенциал возобновляемых источников энергии составляет порядка 4,6 млрд. т у.т. в год, то есть в пять раз превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России, а экономический потенциал определен в 270 млн. т у.т. в год, что немногим более 25 процентов от годового внутреннего потребления энергоресурсов в стране. В настоящее время экономический потенциал возобновляемых источников энергии существенно увеличился в связи с подорожанием традиционного топлива.

<sup>19</sup> Третье национальное сообщение Российской Федерации представленное в соответствии со статьями 4 и 12 рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. Межведомственная комиссия Российской Федерации по проблемам изменения климата. Москва 2002 г.

<sup>20</sup> Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р.

По всем видам оборудования для возобновляемых источников энергии Россия соответствует мировому уровню, за исключением ветроустановок мощностью 30 и более кВт, которые должны быть доработаны с учетом передового зарубежного опыта.

Доля возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии составила в 2002 году около 0,5 процента от общего производства или 4,2 млрд. кВт-ч, а объем замещения органического топлива – около 1 процента от общего потребления энергии или около 10 млн. т у.т. в год.

По оценкам специалистов, к 2010 году может быть осуществлен ввод в действие около 1000 МВт электрических и 1200 МВт тепловых мощностей на базе возобновляемых источников энергии при соответствующей государственной поддержке.

К местным видам топлива относятся в первую очередь торф и дрова.

Общие запасы торфа на территории Российской Федерации оцениваются в размере 162,7 млрд. т (при влажности 40 процентов). Наиболее обеспечены торфяными ресурсами северные районы европейской части страны, Западной Сибири, Урала и Северо-Запада страны.

Торф является природным ресурсом, запасы которого могут при соответствующих условиях возобновляться. Ежегодный прирост торфа на болотах России составляет 250 млн. т (при влажности 40 процентов).

Благодаря низкой трудоемкости и энергоемкости добычи топливного торфа, простоте транспортных схем и коротким расстояниям вывозки торф сохраняет конкурентоспособность (в ряде регионов) с другими видами ввозимого твердого топлива. Кроме того, торф характеризуется низким содержанием серы и золы, что обеспечивает невысокий уровень вредных выбросов при его сжигании. В 2000 году на электростанциях России было использовано 1,7 млн. т торфа.

Прогнозируются следующие показатели производства и использования в энергетике торфа на период до 2020 года:

- обеспечение новых тепловых электростанций мощностью по 20-30 МВт и котельных в обеспеченных торфом и энергодефицитных северных регионах – до 4 млн. т;
- расширение использования кускового торфа в качестве местного топлива за счет увеличения его добычи – до 3 млн. т;
- восстановление и развитие производства торфяных брикетов – до 1 млн. т.

Такой вид топлива, как дрова, в настоящее время используют более 5 млн. семей. На эти цели расходуется свыше 50 млн. куб. м древесины. Централизованно топливоснабжающими предприятиями реализуется около 6 млн. куб. м дров. Для ликвидации дефицита этого топлива необходимо обеспечить поддержание существующих мощностей по заготовке дров и создание новых на базе лесохозяйственных, лесопромышленных и топливных предприятий.

## *Таджикистан*

Приоритетные направления энергосбережения и сокращения выбросов парниковых газов в энергетическом секторе включают в себя:

- Реконструкция и усовершенствование электрических сетей, подстанций, трансформаторов и кабельной продукции, что потенциально позволит уменьшить потери электричества на 30-40%;
- Усовершенствование тепловых систем и теплоизоляция зданий, что позволит сберечь до 25-30% энергии;
- Внедрение независимой системы теплоснабжения и закрытых схем горячего водоснабжения;
- Реабилитация агрегатов действующих крупных и малых ГЭС;
- Строительство мини и микрогидроэлектростанций, особенно в отдаленных высокогорных регионах с отсутствием или дефицитом электроэнергии, что значительно сократит использование угольного и древесного топлива и улучшит уровень социального развития.

Согласно экспертным оценкам, строительство запроектированных крупных гидроэлектростанций: Рогунской ГЭС, Сангтудинской ГЭС, гидроузлов на реках Зеравшан и Кафирниган с развитием соответствующей инфраструктуры имеет наибольший потенциал сокращения выбросов двуокиси углерода в энергетическом секторе, достигающий 6-9 млн. тонн CO<sub>2</sub> в год в среднесрочной перспективе. При этом удельные затраты на сокращение выбросов являются одними из наименьших. Увеличение числа крупных гидроэлектростанций является приоритетным направлением развития энергетики Таджикистана.<sup>21</sup>

Следует отметить высокий потенциал возобновляемых энергоресурсов в Таджикистане. Использование возобновляемых энергоресурсов позволит решить многие экологические проблемы, включая сокращение выбросов парниковых газов, предотвращение вырубки лесов, использование отходов и пр.<sup>22</sup>

### ***Солнечная энергетика***

Благодаря своему географическому положению, Таджикистан является одним из самых благоприятных регионов для использования солнечной энергии. В регионе обычно 280-330 солнечных дней в году. Интенсивность солнечной радиации варьирует в течении года от 280 до 925 МДж/м<sup>2</sup> в предгорных регионах и от 360 до МДж/м<sup>2</sup> на высокогорье. В соответствии с экспертными оценками, типовая солнечная станция для условий Таджикистана может потенциально сократить CO<sub>2</sub> выбросы на 0.30-0.35 тонн в год. Использование солнечной энергии в Таджикистане может удовлетворить национальные потребности в энергии на 10-20%.

### ***Ветровая энергетика.***

Средняя скорость ветра в Таджикистане варьирует в пределах 0.8 м/с до 6.0 м/с на высоте 10 метров над поверхностью. Направления ветров и скорость существенно зависят от атмосферных циркуляций и особенностей ландшафта. Самые сильные ветра дуют в высокогорных районах (Федченко, Анзоб и др.) и в районах где ландшафт благоприятен для конвергенции воздушных потоков (Хужанд, Файзабад и др.). Среднегодовая скорость ветра в этих местах достигает 5-6 м/с. На открытых низменностях и широких долинах скорость ветра достигает 3-4 м/с. В замкнутых низменностях среднегодовая скорость ветра не превышает 1-2 м/с. Хотя гидроэнергетика превалирует, использование ветра как дополнительный источник энергии вполне оправдано в некоторых регионах Таджикистана.

<sup>21</sup> National Action Plan for Climate Change Mitigation. Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Pollution Monitoring Ministry for Nature Protection of the Republic Tajikistan. Dushanbe, 2003

<sup>22</sup> The First National Communication of the Republic of Tajikistan to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Republic of Tajikistan Ministry for Nature Protection. Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Dushanbe, 2002



**Биогаз.**

Сельскохозяйственные отходы являются потенциальным энергоресурсом. Наиболее предпочтительным вариантом использования биомассы в условиях Таджикистана является генерирование биогаза путем анаэробной ферментации навоза. В настоящее время несколько экспериментальных биогазовых генераторов работают в Таджикистане. Кроме того, существует потенциальная возможность получения энергии конверсией биомассы, термохимическим методом, используя отходы хлопка.

**Гидроэнергетика.**

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы Таджикистана оцениваются в 527 млрд. кВт-ч в год (не включая малые реки). В настоящее время используется только 5% этого потенциала. Гидроэлектростанции производят более 95% всей электроэнергии в Таджикистане. (около 15 млрд. кВт-ч в год). Для Таджикистана, в свете смягчения последствий изменения климата, малая гидроэнергетика представляет большой интерес. Возможности для ее развития существуют в горных районах, в частности в Центральном Таджикистане и Памире. Развитие малой гидроэнергетики является важным фактором улучшения социально-экономических условий и предотвращения вырубки лесов, тем самым сокращая использование древесного топлива для получения энергии. В настоящее время работают 20 малых ГЭС. Затраты на производство электроэнергии являются минимальными в сравнении с другими возобновляемыми энергоресурсами.

Программа строительства малых ГЭС представлена в табл. 4.13.<sup>23</sup>

**Таблица 4.13: Строительство МГЭС гидроэлектростанций в Таджикистане на ближайший период**

№ п/п	Наименование ГЭС	Мощность, кВт
	<i>Строительство новых станций</i>	
1	МГЭС Кухистон Мастчохского р-на	1200
2	МГЭС Артуч Пенджикентского р-на	600
3	МГЭС Тутак Гармского р-на	750
4	МГЭС Шаш Болои Дарбандского р-на	300
5	МГЭС Руноу Гармского р-на	1000
6	МГЭС Хаит Гармского р-на	250
7	МГЭС Сурхав Тавильдаринского р-на	500
8	МГЭС Питавкуль Джиргитальского р-на	500
9	МГЭС Дегильмон Таджикабадского р-на	1200
10	МГЭС Ворух-2 Исфаринского р-на	600
	<i>Восстановление станций</i>	
1	МГЭС Фатхобот Таджикабадского р-на	500
2	МГЭС Гарм Гармского р-на	500
3	МГЭС Бувак Варзобского р-на	500
	<i>Проектирование станций</i>	
1	МГЭС Катта-Сай Ура Тюбинского р-на	500
2	МГЭС Сангикар Гармского р-на	500
3	МГЭС Гурумбак Тавильдаринского р-на	500
4	МГЭС Артуч Пенджикентского р-на	600

<sup>23</sup> The First National Communication of the Republic OF Tajikistan Under THE United Nations Framework Convention ON Climate Change. 2 Phase. Capacity Building in Priority Areas. Ministry for Nature Protection of the Republic of Tajikistan. The Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Dushanbe, 2003

## *Туркменистан<sup>24</sup>*

С приобретением независимости Туркменистан получил огромные возможности для интенсивного развития энергетики, как и другие отрасли экономики. Это может быть реализовано за счет увеличения мощности существующих электростанций и строительства новых. Техничко-экономические расчеты показывают экономическую целесообразность производства, передачи и потребления электрической энергии. Новые мощности можно строить в любой точке Туркменистана, природный газ в достаточных количествах имеется по всей территории страны.

Расчеты также показывают, что к 2010 году без дополнительных мер невозможно сократить уровень выбросов парниковых газов до уровня 1994 года.

Таким образом, новые и экологически чистые методы сжигания топлива должны быть применены на электростанциях, паротурбинные энергоблоки должны быть заменены на современные газотурбинные установки.

В 1999 году новая газотурбинная установка мощностью 123 МВт была запущена в эксплуатацию на Бузмейинской электростанции, которая сжигает 39,75 тысяч куб метров газа в час. Существующие пятилетние парозлектрические генераторы мощностью 125 МВт сжигают 56 тысяч куб метров газа в час. В перспективе все блоки на Бузмейинской и Балканабадской электростанциях будут заменены на новые турбинные установки. Теплоэлектростанции в г. Сердар мощностью 246 МВт и в Дашогуз – 100 МВт будут оборудованы такими турбинными установками. Модернизация генерирующих и энергетических установок позволит сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 30% без сокращения мощности.

В настоящее время при поддержке ПРООН запущен проект децентрализованного теплоснабжения в Туркменабаде.

Несмотря на тот факт, что потребление электроэнергии в Туркменистане в будущем возрастет, при создании более мощных энергетических систем необходимо ориентироваться и на экспорт электрической энергии. Это укрепит экономику страны и возможно при условии создания надежной энергетической системы с соседними странами. Туркменистан предлагает создать уникальную электроэнергетическую систему Центрально-Азиатских государств, таких как Туркменистан, Афганистан, Пакистан, Индия, Иран, Турция, Таджикистан, Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан на основе существующих электроэнергетических систем этих стран. Такая система может обеспечить не только взаимный обмен энергией, но и снять пиковые нагрузки.

Энергосистема Туркмении уже имеет соединение с Центрально-Азиатской энергосистемой по линии 500 кВ. Прогнозируются линии электропередач 400 кВ и 500 кВ, линии электропередач могут быть использованы для создания общей энергетической системы Центрально-Азиатских стран.

Внутреннее потребление электроэнергии в Туркменистане интенсивно растет. Тому причиной являются увеличение домашних электроприборов, развитие сельского хозяйства и промышленности. В общей динамике роста энергетики заметное место занимают экспортные потребности, которые удовлетворяются реальными мощностями Туркменистана. Будущий внутренний и внешний рост энергопотребления может быть покрыт динамикой роста электроэнергетики Туркменистана, что представлено в Таблице 4.14.

---

<sup>24</sup> Turkmenistan: Initial National Communication on Climate Change. UN Framework Convention on Climate Change. Ministry of Nature Protection. 2000

Таблица 4.14: Электроэнергетический баланс Туркменистана, млн. кВт-ч

<b>Parameter</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>
Выработка электрической энергии	9834,3	17500	19250	21170
Внутреннее потребление	695,8	1580	1730	1900
Технологическое потребление для :	1155,97	1640	1820	1960
Транспорта				
Промышленности	60,8	120	130	150
Экспорт	1754,1	6000	6500	7300
Потребление	8399,3	11300	12750	13870
Внутреннее потребление	6484,3	8160	9070	9860

### **Возобновляемые энергетические ресурсы**

Рост цен на энергию и экологические проблемы делают использование нетрадиционных источников энергии более привлекательным. В настоящее время многие страны уделяют особое внимание новым идеям и проектам по промышленному использованию нетрадиционных источников энергии.

Ведутся интенсивные исследования по поиску альтернативной топливу энергии, в частности для жилищного и промышленного отопления, горячего водоснабжения, переводу транспорта на другое топливо и пр. В этой связи природные и климатические условия Туркменистана создают хорошую базу для использования солнечной энергии в сфере сельского хозяйства. Возобновляемые энергетические ресурсы Туркменистана включают солнце, ветер и гидроресурсы. Туркменистан расположен в регионе богатым солнечной энергией. Среднедневная интенсивность поступающей солнечной энергии на территории Туркменистана составляет  $23760 \text{ Дж/м}^2$ . Годовой объем солнечной энергии на один квадратный метр составляет  $8,672 \times 10^6 \text{ кДж}$ . Общая солнечная энергия поступающая по все территории Туркменистана составляет  $4,233 \times 10^{15} \text{ кДж}$ . Этот объем энергии ( $1,76 \times 10^{15} \text{ kWh}$ ) в 120 раз превышает количество энергии выработанной всеми электростанциями Туркменистана в 1994 году. Однако реальное использование солнечной энергии является достаточно сложным. Это связано с диффузией солнечной энергии и другими обстоятельствами, осложняющими получение и использование солнечной энергии. Тем не менее, в настоящее время разработаны водонагреватели с коэффициентом эффективности равным 30-40% и фотоэлектрические конвертеры с 10% эффективностью. Таким образом, солнечная энергия может быть использована для нагрева воды или конвертации в электричество. Цена солнечных водонагревателей без затрат на установку составляет 100-200 долларов за  $1 \text{ м}^2$ . Производство фотоэлектрической энергии в 100-200 раз дороже в сравнении с традиционными методами производства. Поэтому широкомасштабное использование солнечной энергии в Туркменистане, обладающего огромными ресурсами нефти и газа, сегодня является экономически неэффективным. Хотя использование солнечных коллекторов может быть эффективным в местах отдаленных от линий электропередач и железных дорог, т.е. в условиях пустыни и полупустыни. Учитывая, что 71% территории Туркменистана составляет пустыня, возможности использования солнечной энергии не могут исключаться, особенно независимыми потребителями, несмотря на наличие традиционных источников энергии.

### **Энергия ветра**

Частые ветры наблюдаются в западной части Туркменистана, например, в районе Балкан вেলাят. Однако, даже в этих местах ветряные энергетические установки не могут производить стабильно и сколько-нибудь существенное количество энергии по нескольким причинам: нестабильность скорость ветра и его продолжительность, дисперсность ветрового пространства, высокая цена ветряных энергетических установок. Хотя, ветряная энергия может эффективно

использоваться для независимых потребителей не имеющих пиковых нагрузок, при условии развития надежных методов аккумулирования энергии, в комбинации с солнечной энергией.

В будущем наиболее перспективным может быть использование ветряных энергетических установок мощностью 2-20 тыс. кВт, состоящих из десятков ветряных энергетических установок. Использование ветряных установок в основном зависит от скорости ветра. Которая, по мнению специалистов, не должна быть меньше 3.5-4 м/с. Оценка ветряных энергетических ресурсов, тип установок и месторасположения являются решающими факторами при строительстве и эффективном использовании ветряных энергоустановок. Среднегодовая скорость ветра на открытых пространствах Туркменистана составляет 2-4,2 м/с; максимальная месячная скорость ветра 5-10 м/с наблюдается на побережье Каспийского моря и в горах Копетдаг.

Исходя из практического опыта, ветряные энергетические установки с диаметром лопасти 6-24 м при скорости ветра 6 м/с, могут ежегодно экономить 2,8-54 т обычного топлива. Существенные возможности для использования ветряных энергетических установок существуют на пустынных пастбищах, где скорость ветра достигает 4 м/с и более. Установки небольшой мощности могут использоваться для выработки электричества и водяных насосов.

### ***Гидроэнергетика***

Из всего потенциала гидроэнергетических ресурсов Центральной Азии, 80% принадлежат Киргизстану и Таджикистану и остальные 20% – Казахстану, Узбекистану и Туркменистану. Туркменистан не располагает значительными гидроэнергетическими ресурсами. Самая крупная река на территории Туркменистана этой Амударья. Средняя протяженность водного русла делает реку одной из самых больших. Длина реки Амударья составляет 2540 км; из них 1000 км по территории Туркменистана, в основном по равнине. Часто река размывает берега и меняет русло. Для конвертирования гидроэнергии Амударьи в электрическую, необходимо строительство огромных плотин, что требует огромных капиталовложений. Водные потоки других рек Туркменистана (Мургаб, Теджен и Атрек) не могут эффективно использоваться для строительства крупных гидроэлектростанций, из-за недостаточного количества водных ресурсов. Эти реки питаются тающим снегом и осадками. Кроме того, 80% водных ресурсов этих рек бывают только весной. 14 водохранилищ, которые существуют в Туркменистане не могут быть использованы для строительства ГЭС.

Использование гидроэнергетических ресурсов представляет интерес при разработке безотходных технологических систем, использования возобновляемых и традиционных источников энергии с учетом природных условий Туркменистана.

Создание малых неэнергоёмких, безотходных, экологически чистых установок разного назначения в сочетании с использованием традиционных и нетрадиционных источников энергии является альтернативой традиционной энергетике, что может обеспечить энергоснабжение и промышленности и сельского хозяйства.

Основными принимаемыми мерами в стране по регулированию уровня потребления природного топлива и выбросам CO<sub>2</sub>, являются:

- Повышение эффективности энергопотребления и энергопроизводства во всех сферах национальной экономики;
- Использование современных технологий, которые повышают экономию, энерго- и экологическую эффективность на стадии добычи, переработки, распределения и использования энергетических ресурсов;
- Совершенствование ценовой и налоговой политики энергообеспечения и эффективного использования энергии в рыночных условиях.

## Узбекистан<sup>25</sup>

Энергетический сектор имеет самый высокий потенциал сокращения парниковых газов. Расчеты показывают, что потенциально сокращения CO<sub>2</sub> за счет мер энергосбережения могут составить почти 75,0 млн. т (оценка проводилась путем сравнения энергопотребления ВВП Узбекистана с аналогичными странами или группами стран).

Однако, мало вероятно, что потенциал сокращения будет полностью реализован, т.к. для этого необходима замена не только используемых оборудования и технологий, но и радикальное изменение экономической структуры, менталитета энергопотребления, а также климатических и природных условий страны.

Поэтому технические возможности сокращения CO<sub>2</sub> выбросов, что соответствует потенциалу энергосбережения, могут быть реализованы при наличии соответствующих инвестиций, на уровне 25 млн. т. Этот объем сокращений CO<sub>2</sub> зафиксирован в Энергетической программе республики на период до 2010. Другие сектора, являющиеся источниками выбросов парниковых газов имеют небольшой потенциал сокращений. Местные эксперты оценивают общий технический потенциал сокращений парниковых газов в обрабатывающей промышленности, сельском хозяйстве и секторе отходов на уровне 2,2 млн. т, в CO<sub>2</sub> - эквиваленте (Таблица 4.15).

Таблица 4.15: Технический потенциал сокращений парниковых газов по источникам выбросов (млн. т в CO<sub>2</sub>-эквиваленте)

Источник выбросов	Потенциал сокращения выбросов	Сокращение выбросов с помощью принимаемых мер
Сектор энергетики	25,0	17,1
Промышленное производство	1,5	0,3
Сельское хозяйство	0,4	–
Сектор отходов	0,3	
<i>Всего</i>	27,2	17,4

Развитие возобновляемых и неископаемых источников энергии является важным направлением сокращения выбросов парниковых газов. Возобновляемые и неископаемые источники энергии имеют общий энергетический потенциал, оцениваемый почти в 6,8 млн. т в нефтяном эквиваленте для Узбекистана. Технический потенциал возобновляемого и неископаемого топлива оценивается в 179,0 млн. т в нефтяном эквиваленте, из которых 0,6 млн. т в нефтяном эквиваленте или 0,33% (Таблица 4.16) уже используется.

Если бы технический потенциал возобновляемых источников энергии был полностью использован, было бы возможно использовать возобновляемую энергию как замену ископаемому топливу, сжигание которого создает 447,5 млн. т CO<sub>2</sub> выбросов.

Таблица 4.16: Потенциал энергетических ресурсов

Показатели	Энергия				
	Всего	Гидро	Солнце	Ветер	Геотермальная
Потенциал (брутто) (млн. т)	6750984,6	9,2	50973,0	2,2	6700000,2
Технический потенциал	179,0	1,8	176,8	0,4	no estimates
Используется	0,6	0,6	0,0		
Потенциал CO <sub>2</sub> - выбросы (млн. т)	447,5	4,5	442,0	1,0	0
Используется	1,5	1,5	0	0	0

<sup>25</sup> Initial National Communication of the Republic of Uzbekistan Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 1999.

В современных условиях Узбекистана достаточно трудно задействовать в полной мере потенциал возобновляемых энергетических ресурсов из-за современного низкого уровня технологий и оборудования для трансформирования и использования возобновляемых энергетических ресурсов, высокой стоимости генерирования возобновляемой энергии и отсутствие надежной информации о воздействии на окружающую среду использования традиционной энергии по сравнению с возобновляемыми источниками энергии. Приблизительные оценки показывают, что использование возобновляемых энергетических ресурсов может дать максимально 1,3 млн. т сокращений выбросов в CO<sub>2</sub> эквиваленте.

Существует другой путь сокращения CO<sub>2</sub> выбросов, а именно совершенствование структуры энергопотребления страны, используя топливо с меньшим количеством выбросов парниковых газов.

Но в данных условиях современного Узбекистана, трудно реализовать эту возможность из-за существующего энергетического баланса, в котором доля природного газа, являющегося топливом с низким содержанием CO<sub>2</sub>, уже превосходит 80,0%. Оценки показывают, что вне зависимости от ожидаемого увеличения использования газа в некоторых секторах, в будущем ожидается небольшое снижение использования газа, что неизбежно приведет к увеличению выбросов парниковых газов в целом по республике.

Как отмечалось, энергетический сектор обладает самым высоким потенциалом сокращения парниковых газов и меры по их сокращению в данном секторе должны быть основными в деле сокращения выбросов парниковых газов.

Предлагаемые меры по сокращению парниковых газов при производстве энергии сконцентрированы на энергосбережении. Эти меры были разработаны министерствами и правительственными агентствами для реализации программы «Энергетическая программа Узбекистана на период до 2010 года». Важным элементом предлагаемых мер является то, что они разработаны как часть общей программы для данного сектора и эффект сокращения выбросов CO<sub>2</sub> является их сопутствующим результатом.

Документ по энергообеспечению показывает, что потенциал энергосбережения в данном секторе который может быть реализован в период до 2010 года составляет порядка 10,0 млн. т в угольном эквиваленте (7,0 млн. т в нефтяном эквиваленте), результат сокращения выбросов CO<sub>2</sub> при этом составит 17,1 млн. т.

Топливо-энергетический комплекс, муниципальное хозяйство, предприятия химической промышленности, промышленность стройматериалов, сельское хозяйство, цветная и черная металлургия (Таблица 4.17) имеют наибольший потенциал энергосбережения и соответственно сокращения выбросов парниковых газов.

Направления реализации потенциала энергосбережения:

- Совершенствование технологий промышленного производства;
- Совершенствование использования и структуры производственного оборудования;
- Развитие комбинированного производства электрической и тепловой энергии на основе парогазовых и газотурбинных установок;
- Установка счетчиков природного газа, тепловой энергии и воды на всех этапах распределения и использования этих ресурсов;
- Сокращение потерь и совершенствование технологий использования топлива и энергии;
- Улучшение качества топлива;
- Улучшение качества сырья и использование менее энергоемких технологий по его добыче;
- Улучшение технических параметров двигателей внутреннего сгорания;
- Совершенствовать структуру дорожного транспорта страны, развивать городской общественный транспорт;

- Сократить уровень промышленных отходов и повысить степень использования отходов в промышленном производстве;
- Внедрение термостатов (регуляторов температуры) в жилых домах;
- Электрифицировать железные дороги и ирригационные насосные станции;
- Развитие городского электрического транспорта;
- Введение более жестких стандартов и правил, направленных на совершенствование тепло-технических свойств жилых помещений и служебных зданий;
- Применение строгих стандартов энергоэффективности автомобилей, домашнего оборудования и освещения;
- Поднять уровень информированности населения об энергосбережении, эффективных технологиях и устройствах и пр.

Таблица 4.17: Потенциал энергосбережения и сокращения выбросов

Сектор национальной экономики	Потенциал		Необходимые инвестиции (\$ Млн.)	Удельные затраты на*	
	Энергосбережение 000.0 туг	Выбросы CO2 000.0 т		Энергосбережение \$000.0 /туг	Выбросы CO2 \$000.0/т
<i>Вся национальная экономика</i>	6903,6	17090,4	9953,6	1,4	0,6
Промышленность и строительство – всего	3158,6	7727,9	2937,5	0,9	0,4
Сектор Энергетики	1005,7	2460,6	787,5	0,8	0,3
Топливая промышленность	558,1	1395,1	969,1	1,7	0,7
Цветные металлы	96,7	241,8	16,0	0,2	0,1
Черная металлургия	94,1	235,3	259,3	2,8	1,1
Химическая и нефтехимическая промышленность	297,3	688,4	171,8	0,6	0,2
Промышленность Стройматериалов	1071,8	2619,5	713,0	0,7	0,3
Легкая промышленность	14,9	37,2	9,7	0,7	0,3
Пищевая промышленность	20,0	50,0	11,1	0,6	0,2
Сельское хозяйство	1213,0	3032,5	1195,0	1,0	0,4
Транспорт-всего	300,0	750,0	4464,0	14,9	6,0
Дорожный	150,0	375,0	2000,0	13,3	5,3
Ж/Д	100,0	250,0	1464,0	14,6	5,9
Воздушный транспорт	50,0	125,0	1000,0	20,0	8,0
Сектор муниципального и домашнего хозяйства	1632,0	4080,0	637,7	0,4	0,2
Возобновляемые источники энергии	600,0	1500,0	720,0	1,2	0,5

\*Отношение капитальных затрат необходимых для энергосбережения и сокращения выбросов – в год

## *Украина*<sup>26</sup>

### **Общий потенциал сокращения**

В анализе сокращений были рассмотрены две группы мер по сокращению: политические инструменты и технологические возможности. (Таблица 4.18).

### **Политические инструменты**

Государственная политика рационального использования энергии во всех секторах, включая:

- Законодательство, поддерживающее энергосбережение и защиту окружающей среды;
- Стандартные правила потребления топлива и энергии, выбросов парниковых газов и т.д.;
- Плата, налоги, субсидии, цены – стимулирующие внедрение эффективных технологий и оборудования;
- Научные, исследовательские и демонстрационные программы для улучшения и распространения информации;
- Энергетический и экологический аудит, научно-исследовательские центры, информационные центры и центры обучения персонала, энергоуправление на предприятиях, лицензионные требования, патентные правила и т.д.;
- Управление спросом;
- Измерение энергопотребления.

Этот портфель политических инструментов будет содействовать устойчивому развитию Украины и реструктурированию экономики. Энергоемкие сектора (энергетика, металлургия, тяжелое машиностроение и др.) не будут играть существенной роли в рыночных условиях. Мало энергоемкие отрасли, услуги и сельское хозяйство предпочтительнее.

### **Технологические возможности**

Внедрение энергоэффективных технологий является наиболее важным фактором для сокращения выбросов парниковых газов.

Возможности для межсекторальных энергосберегающих технологий: внедрение эффективного освещения, совершенствование систем управления двигателем, более эффективное сжигание обедненного топлива, совершенствование систем теплоснабжения, использование вторичных энергетических ресурсов и др. Энергосбережение оценивается в 800 РДж при инвестициях \$ 2 млрд.

Возможности сбережения в энергетическом секторе:

Наиболее эффективными являются следующие меры:

**Энергоснабжение:** технологически эффективные усовершенствования в энергетическом секторе, высокоэффективная система газоснабжения и др. Энергосбережение оценивается в 450-500 РДж при инвестициях \$ 5-6 млрд.

**Металлургия:** совершенствования в производстве кокса, доменной рециркуляции, коксовальная печь газовый конвертер, широкое распространение электро дуговых печей, сокращение выпуска наиболее энергоемких отраслей и др.

**Машиностроение:** внедрение эффективных технологий обработки металла, использование высококачественного сырья и др. Энергосбережение оценивается в 75-90 РДж при инвестициях \$ 800-900 млн.

---

<sup>26</sup> The First National Communication on Climate Change. The United Nations Framework Convention on Climate Change. Ukraine, Kyiv 1998



Химическая промышленность: совершенствование технологии производства аммиака, кальцинированной соды и фосфорных удобрений и др. Энергосбережение оценивается в 105-120 РДж при инвестициях \$ 825-925 млн.

Промышленность стройматериалов: совершенствование технологий производства цемента, стекла, кирпича, стеновых материалов и др. Энергосбережение оценивается в 75-95 РДж при инвестициях \$ 320-350 млн.

Пищевая промышленность: совершенствование технологий производства сахара, спирта, растительного масла и др. Энергосбережение оценивается в 170-190 РДж при инвестициях \$ 600-650 млн.

Строительный сектор: совершенствование технологических процессов производства бетона, цемента, асфальта, кирпича и пр. Энергосбережение оценивается в 10-15 РДж при инвестициях \$ 60-70 млн.

Сельское хозяйство: сокращение доли энергоемкого растениеводства, совершенствование сушки и хранения урожая, переход на низко углеродные энергетические ресурсы и пр. Энергосбережение оценивается в 140-160 РДж при инвестициях \$ 1-1,3 млрд.

Жилой сектор: переход на энергетические ресурсы/оборудование с низкими выбросами углерода (low-carbon emissions), улучшение теплоизоляции существующих и строящихся зданий, переход к более эффективному домашнему оборудованию и пр. Энергосбережение оценивается в 300-350 РДж при инвестициях \$ 750-850 млн.

Транспорт: управление спросом на транспорт, совершенствование технической эффективности транспортных средств, переход на другое топливо, совершенствование транспортными потоками и пр. Энергосбережение оценивается в 250-300 РДж при инвестициях \$ 2,5 – 3 млрд.

Замена топлива: повышение доли ядерного топлива, возобновляемых, вторичных и нетрадиционных источников энергии. Переход с угля и нефти на природный газ, использование метана угольных пластов и биогаза.

Уменьшение потерь в системе газоснабжения. Замена высокотравящих устройств на пневматические, уменьшение трубопротечек, улучшение обслуживания. Потенциал сокращения метана 2-2,2 млрд. м<sup>3</sup> при инвестициях \$ 4-6 млн.

Совершенствование промышленных процессов, не относящихся к энергосбережению. Оценка инвестиций порядка \$ 200 млн. Совершенствование переработки отходов. Комплексное управление отходами и в первую очередь их сокращение и строительство региональных центров по их переработке и детоксикации обеспечат годовую переработку 5.8-6.2 млн. т отходов и потребует инвестиций порядка \$ 1-1,1 млрд.

Осуществление этих вариантов обеспечит годовое энергосбережение на уровне 2010 – 3100-3200 РДж, 2015 – 4100-4200 РДж. Эти меры потребуют около \$29-32 млрд. инвестиций.

Разница в пессимистичном и оптимистичном сценариях заключается в основном в объеме энергосбережения, при оптимистичном варианте – на 10-12% выше, и при пессимистичном – на 25-30% ниже.

Все эти меры имеют высокую степень правительственной поддержки, они включены в программы развития экономики Украины и ее секторов, приняты государственными управляющими органами, а также содержатся в проектах документов, находящихся на рассмотрении в Кабинете Министров, Парламенте и администрации Президента страны.

Таблица 4.18: Оценка вариантов сокращений до 2015

	Годовое сокращение выбросов парниковых газов, Гг				Соотношение издержек варианта (совокупные капитальные инвестиции за период) /Прямой результат (в год)
	<i>CO2</i>	<i>CH4</i>	<i>N2O</i>	<i>C</i>	тыс. долл. США за Гг сокращенных единиц
Измерение энергопотребления	17114,3	0,383	0,161	4683,3	26,289
Включая					
Энергосбережения в топливно- энергетическом комплексе,	35344,75	0,792	0,333	9672,2	581,395
Включая:					
Оптимизацию структуры Генерирующих мощностей, внедрение технологий	21578,9	0,483	0,203	5905,1	717,360
Высоко эффективной системы газоснабжения	2604,35	0,058	0,025	712,7	241,838
Современные технологии производства угля	2046,28	0,046	0,019	559,9	413,394

Однако возможность осуществления этих мер в значительной степени зависит от инвестиций. Если до недавнего времени государственный бюджет рассматривался как основной источник инвестиций, сегодня ясно, что не может быть единственным источником инвестиционных средств, а только существенным инвестиционным источником. Таким образом проблема инвестиций является ключевой.

Поэтому анализ эффективности мер, который был осуществлен по ряду критериев, в которых критерий относительной эффективности играл самую существенную роль, представляет наибольший интерес. Была определена взаимосвязь прямых сокращений выбросов парниковых газов и необходимых инвестиций для осуществления соответствующих мер. Выполненное ранжирование мер в соответствии с указанными критериями показывает, что меры связанные с сокращением потерь природного газа, наряду с осуществлением межсекторальных энергосберегающих программ являются наиболее эффективными

Использование возобновляемых источников, оптимизация электро- и теплоснабжения, сжигание низкосортных углей, установка оборудования для очистки сточных вод на очистных станциях от ила – являются наиболее дорогими мерами по сокращению выбросов парниковых газов с экономической точки зрения.

Однако, необходимо принять во внимание, что ряд представленных мер сокращение выбросов парниковых газов имеют в качестве косвенного эффекта. Их реализация обусловлена, как правило, другими факторами.

Осуществление представленных выше мер даст и значительный социальный эффект. Прежде всего создание новых рабочих мест, например в машиностроении, строительстве, энергосбережении и др. Общее число новых рабочих мест по оценкам национальных экспертов в 2010-2015 гг. может составить 250-300 тыс.

## 5. НАЦИОНАЛЬНЫЕ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ РАМКИ ДЛЯ ПСО И МЧР ПРОЕКТОВ В СТРАНАХ СНГ

### 5а. Статус ратификации Киотского протокола и политики изменения климата

Все страны СНГ подписали и ратифицировали Рамочную Конвенцию ООН по изменению климата. Статус подписания и ратификации Киотского Протокола и подготовки национального сообщения от стран СНГ представлен в табл. 5.1.<sup>27</sup>

**Таблица 5.1: Статус подписания и ратификации РКИК и Киотского Протокола и подготовки национального сообщения странами СНГ**

Страна	Первое Национальное сообщение	Второе Национальное сообщение	Третье Национальное сообщение	Ратификация РКИК	Ратификация Киотского протокола
Азербайджан	+	-	-	+	Ac
Армения	+	-	-	+	Ac
Беларусь	+	-	-	+	Ac
Грузия	+	-	-	+	Ac
Казахстан	+	-	-	+	-
<b>Кыргызстан</b>	<b>+</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+</b>	<b>R</b>
Молдова	+	-	-	+	Ac
Российская Федерация	+	+	+	+	R
Таджикистан	+	-	-	+	-
Туркменистан	+	-	-	+	R
Узбекистан	+	-	-	+	R
Украина	+	-	-	+	R

Ратификация (R), Присоединение (Ac)

<sup>27</sup> Site United Nations Framework Convention on Climate Change (<http://unfccc.int>)

## **5b. Национальные законодательные и регулирующие рамки и процедуры Совместного осуществления и Механизма чистого развития<sup>28</sup>**

Ратификация Киотского Протокола РКИК ООН предоставляет странам СНГ новые возможности по сокращению своих выбросов парниковых газов и содействию достижению других целей устойчивого развития. В соответствии с положениями Киотского протокола, страны не входящие в Приложение I или развивающиеся страны или государства с переходной экономикой, которые не имеют обязательств по выбросам парниковых газов в соответствии с Протоколом, могут участвовать в сокращении выбросов парниковых газов в рамках МЧР.

Предпосылкой участия страны в МЧР является создание Уполномоченного Национального Органа (Designated National Authority - DNA), обычно в рамках правительственного аппарата, для оценки и утверждения проектов. Основными обязанностями DNA, являются:

1. Установление национальных правил для определения приемлемости проекта, порядка представления документов и его утверждения;
2. Обеспечение соответствия с национальными целями устойчивого развития;
3. Сертификация соответствия со специфическими критериями приемлемости других стран, таких например как Оценка экологического воздействия (Environmental Impact Assessment - EIA); и
4. Подготовка письма-одобрения принимающей страны, включая подтверждение добровольности принятия обязательств по проекту.

Уполномоченный Национальный Орган (DNA) может также оказывать помощь по проектам, организовывать обучающие мероприятия для потенциальных разработчиков проектов, создавать базу данных потенциальных МЧР проектов и участвовать в продвижение международных углеродных инвесторов и фондов

Создание Уполномоченного Национального Органа, при соответствующем его интегрировании в национальную систему принятий решений, может быть полезным и само по себе, т.к. он может улучшить систему взаимодействия между энергетическими, экологическими и финансовыми организациями. Это может помочь странам развивать инновационный путь и преодолевать инвестиционные барьеры и улучшать бизнес среду.

### ***Статус Уполномоченного Национального Органа – DNA***

Формирование Уполномоченного Национального Органа и его институциональных возможностей по оценке и утверждению МЧР проектов происходит в странах СНГ достаточно медленно по сравнению с регионами мира. Из 9 стран (Армения, Азербайджан, Грузия, Молдавия, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан), где проводилась проверка ПРООН, только четыре из них уполномочили и сообщили в Секретариат РКИК контактные данные Уполномоченного Национального Органа. Хотя само по себе уведомление об Уполномоченном Национальном Органе в Секретариат РКИК не означает, что данная страна учредила действующий Национальный орган с институциональной инфраструктурой, соответствующей основным функциям DNA. В частности формирование правил для определения проектной приемлемости и утверждения проектов.

В некоторых случаях правительства стран СНГ сделали первые шаги по созданию официального уполномоченного органа в соответствии с РКИК ООН, который ответственен за координацию деятельности по МЧР проектам и взаимодействию с РКИК ООН, но страны продолжают ожидать более поздней стадии для определения проектных критериев, целей устойчивого развития и институциональных процедур для контроля за ходом реализации

<sup>28</sup> Jette Findsen. CDM Institutional Frameworks in Southern Europe and CIS. For: UNDP/RBEC/RSF Office. Bratislava, Slovak Republic/ February, 2005.

проектов. Из четырех стран с Уполномоченным Национальным Органом, только Молдавия учредила полностью сформированный орган с почти полностью разработанными проектными критериями и процедурами утверждения. Казахстан разработал единые правила для представления проектов и утвердил уже два проекта ПСО/МЧР<sup>29</sup>, но не достигнуто соглашение по окончательным институциональным рамкам оценки проектов и еще обсуждаются возможные структуры, что зависит от правительственного решения по ратификации Киотского протокола как страна Приложения I или иначе (как не вошедшая в Приложение I). Армения быстро продвигается в сторону учреждения DNA, благодаря подготовленным нескольким новым МЧР проектам.

Многие страны СНГ недавно начали процесс формирования оперативных DNA при поддержке программы технического содействия EurAid (TACIS), но пока еще не сообщили о контактах DNA в РККИК ООН. Таджикистан среди других стран СНГ несколько отстает и находится еще в процессе ратификации Киотского протокола.

Для большинства стран СНГ, отсутствие полностью сформированного Уполномоченного Национального Органа (DNA) происходит из-за ряда факторов, включающих отсутствие понимания требований МЧР, ограниченные финансовые возможности для обучения персонала по надзору за проектами и отсутствие существенного технического содействия от донорского сообщества. В основном страны ждут технического содействия со стороны для формирования соответствующих критериев и структур, т.к. внутреннее понимание МЧР процессов и требований еще недостаточно.

Из-за недостаточного развития в регионах институциональной инфраструктуры для реализации МЧР проектов, только несколько МЧР проектов и методик базовых линий были направлены Исполнительным органом МЧР на утверждение. Это включает и финансируемый МБРР проект теплоснабжения Андиганского района в Узбекистане<sup>30</sup> и проект очистки сточных вод в Кишиневе в Молдавии с Датским правительством как основной участник.<sup>31</sup> Несколько других проектов находятся на разной стадии подготовки для включения в МЧР. Например, в Армении – получение свалочного газа при спонсорской поддержке японской компании, проект находится в процессе валидации проектно-технической документации (ПТД) Уполномоченным оперативным органом (DOE) и правительство работает на подготовкой письма одобрения.<sup>32</sup> Но в большинстве случаев страны только начинают идентифицировать, просматривать и ранжировать потенциальные МЧР проекты и еще не начали разработку проектных предложений.

<sup>29</sup> Во время подготовки Киотского протокола Казахстан обговорил для себя специальное соглашение, в соответствии с которым страна будет участвовать в Киотском протоколе как страна Приложения I. Это означает, что как только Казахстан ратифицирует Киотский протокол, страна добровольно возьмет на себя обязательства по сокращению парниковых газов и имеет право участвовать в проектах совместного осуществления (JI). JI является эквивалентом механизму CDM для совместно осуществляемых проектов по сокращению парниковых газов, только эти проекты осуществляются совместно между странами Приложения I. Из-за специального статуса страны, проекты, утвержденные правительством Казахстана, рассматриваются для JI и CDM, проходят обычную процедуру оценки и представления CDM проектов.

<sup>30</sup> В июле 2004, методологический комитет рекомендовал NOT утвердить методологии мониторинга и базовой линии для проект теплоснабжения Андиганского района. Ко времени подготовки отчета пересмотренной методологии представлено не было. <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/publicview.html?OpenRound=6&OpenNM=NM0046&cases=C#NM0046>

<sup>31</sup> В декабре 2004, Исполнительный орган обнаружил, что Кишиневский проект не соответствует методологии представленной для данного проекта и методология была направлена назад в Методологический комитет для пересмотра условия применения методологии. Методология должна быть предназначена для проектов по сбору метана и производству электричества на системах очистки сточных вод. <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/publicview.html?OpenRound=5&OpenNM=NM0038&cases=B#NM0038>

<sup>32</sup> Приглашение от DOE для получения комментариев от общественности: <http://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/view.html?ProjectId=432023231756899326&OE=JQA>

Интерес к МЧР заметно возрос в 2004 году в связи с началом формирования институциональных структур для МЧР в девяти рассматриваемых странах при поддержке программы TACIS, ожидается, что разрыв от других регионов мира уменьшится по мере формирования DNA в странах СНГ. Дания недавно подписала Меморандум о взаимопонимании с Арменией, Азербайджаном, Грузией и Молдавией, включающий перечень типовых проектов для рассмотрения для МЧР, ЕБРР создал углеродный фонд для проектов в Армении, Азербайджане, Грузии, Кыргызстане, Молдавии, Таджикистане и Узбекистане, что включает и составляющую технического содействия для подготовки проектно-технической документации ПТД, для проектов ждущих своей реализации. В связи с активностью доноров в данной области, ожидается увеличивающееся число проектно-технической документации должно быть подготовлено в 2005 году и представлено на утверждение правительствам принимающих стран СНГ. Это также должно повысить интерес, информированность и поддержку соответствующих правительственных структур по активизации работы DNA.

### ***Направления в институциональном развитии***

Уполномоченные Национальные Органы, которые были созданы в странах СНГ на сегодняшний день, созданы при правительствах и Министерства по охране окружающей среды являются ответственными за DNA. Обычно создается межведомственная комиссия возглавляемая Министерством по охране окружающей среды, которая включает высокий уровень представительства всех соответствующих функциональных министерства (энергетики, транспорта, сельского хозяйства, лесного хозяйства, экономики).

Уполномоченный Национальный Орган действует как секретариат этого органа, координируя текущую работу, организуя совещания, и выполняя различные вспомогательные функции. Так как Министерство по охране окружающей среды возглавляет комиссию, за ним остается право окончательного утверждения или отклонения проекта, в случае наличия по нему межведомственных разногласий.

В ряде случаев, Уполномоченный Национальный Орган расположен в организации специально уполномоченной заниматься вопросами, связанными с изменением климата. Например, грузинский представитель DNA является одновременно и Директором Национального агентства по изменению климата в рамках Министерства по охране окружающей среды. В Молдавии основная работа DNA выполняется Президентом и Заместителем руководителя Национальной комиссии ответственной за выполнение Киотского протокола.

Другие страны рассматривают вопрос предоставления функций по оценке МЧР отдельному агентству. Причина в том, что большинство проектов представляемых для МЧР участия исходят из энергетического сектора и функции оценки, логичнее всего должны располагаться в самом Энергетическом агентстве. Министерство по охране окружающей среды здесь выполняло бы функции официального контакта для международного сообщества, координировало бы утверждение проектов в соответствующих министерствах и представляло бы письма об одобрении. Кыргызстан намеревается создать Центр по изменению климата, который бы действовал и как DNA. Центр останется правительственной структурой, но будет располагаться вне Министерства по защите окружающей среды, в КРСУ Университете в центре Бишкека. Центр по изменению климата будет использовать инфраструктуру и экспертов проекта ПРООН по изменению климата, которые организовали подготовку Национального сообщения.

Поскольку идет формирование DNA структур можно сделать несколько общих замечаний о включении общественности и частного сектора в процесс оценки проектов. В Грузии и Казахстане неправительственные организации и частный сектор включаются в процесс оценки проектов путем периодического привлечения консультантов для оценки проектов и

во время мероприятий по валидации с привлечением заинтересованных организаций в соответствии с требованиями Киотского протокола. Молдавия, с другой стороны, привлекает неправительственные организации и частный сектор в процесс оценки проектов, они включаются в качестве наблюдателей в Национальную комиссию по реализации Киотского протокола. Казахстан и Грузия предоставят разработчикам проектов возможность направить их проектные идеи (PIN) для предварительного просмотра, оценки и дачи рекомендаций DNA. Вторая более формальная оценка проводится, когда готова проектно-техническая документация. Казахстан разработал стандартный формат представления проектно-технической документации – «Единая Проектно Техническая Документация» (“Unified Project Design Document.”)

Таким образом из 12 стран СНГ только 4 (Армения, Азербайджан, Грузия и Молдова) создали и зарегистрировали в Секретариате РКИК Уполномоченные Национальные Органы.

В Российской Федерации создана Межведомственная комиссия возглавляемая Министерством экономического развития и торговли, однако сегодня она не зарегистрирована как DNA. Кроме того в России ОАО РАО «ЕЭС России» в 2001 году учредило Энергетический углеродный фонд для координации действий по привлечению инвестиций в проекты сокращения выбросов парниковых газов в секторе электроэнергетика. Подробное описание целей, задач и опыта работы фонда представлено в Приложении к данному обзору.

Для координации национальных усилий и управления процессом выполнения международных обязательств в Казахстане была создана Межведомственная комиссия по вопросам изменения климата. Полномочия рабочего органа Комиссии возложены на Координационный центр по изменению климата. Комиссия также уполномочена координировать проекты в области охраны озонового слоя, борьбы с опустыниванием, сохранения биологического разнообразия, предотвращения трансграничного загрязнения воздуха на большие расстояния.

Координационный центр по изменению климата призван решать в том числе следующие задачи:

- контроль проектов по сокращению выбросов парниковых газов и консультирование Правительства Казахстана по вопросам выпуска кредитов (будущие гарантии);
- оценка потенциальных проектов по сокращению выбросов парниковых газов на основе экологических и финансовых критериев, а также критериев национального развития и может порекомендовать инвесторам привлекательные проекты;
- мониторинг, утверждение и отслеживание сокращений выбросов, осуществляемых в Казахстане;
- консолидация деятельности по смягчению неблагоприятных последствий изменения климата внутри страны и на международном уровне;
- разработка национальной стратегии по сокращению выбросов парниковых газов.

В Казахстане разработаны «Унифицированный документ разработки проекта (УДРП) для предлагаемых проектов СО/МЧР в Казахстане», а также «Руководство по оценке, одобрению, мониторингу, проверке и сертификации базовых линий».

Однако вследствие того, что Казахстан пока не ратифицировал Киотский протокол Координационный центр по изменению климата в настоящее время не зарегистрирован как DNA.

Все вышесказанное позволяет сделать следующие выводы – в настоящее время в большинстве стран СНГ не созданы Уполномоченные Национальные Органы, не существует процедур одобрения проектов ПСО/МЧР и не разработаны нормативные документы по подготовке и реализации проектов ПСО/МЧР.



Таблица 5.2: Статус DNA в СНГ

Страна	DNA контактная организация для РКИК ООН	Структура DNA
Армения	Министерство Природы <sup>33</sup> Площадь Республики, Здание правительства № 3, Ереван 375010; Республика Армения, Арам Габриелян ( <a href="mailto:nature@arminco.com">nature@arminco.com</a> ), Руководитель управления по защите атмосферы Тел.: (374-1)53 81 87 Факс: (374-1)53 81 87	
Азербайджан	Центр по изменению климата и озона Министерства экологии и природных ресурсов республики Азербайджан, Проспект Х. Алиева, 50, Баку, Азербайджан <a href="mailto:Climos@online.az">Climos@online.az</a> Тел: (994-12) 498 2795 Факс: (994-12) 441 5685	
Грузия	Министерство по защите окружающей среды и природным ресурсам, улица Гулуа, 6, Тбилиси 0114, Грузия <a href="mailto:Mr.GrigoLazriev">Mr. GrigoLazriev</a> <a href="mailto:lazriev@caucasus.net">lazriev@caucasus.net</a> Руководитель, Офис по изменению климата, Министерство по защите окружающей среды и природным ресурсам тел: (995-32) 941 580, (995-32) 325 072 факс: (995-32) 941 536	Предлагаемый МЧР Национальный комитет с высоким уровнем представительства всех отраслевых министерств, возглавляемый Министерством по охране окружающей среды, будет утверждать МЧР проекты и критерии устойчивого развития. Комитет может привлекать экспертов из отраслевых министерств и неправительственных организаций (энергетики, лесного хозяйства, с/х и транспорта)
Молдавия	Государственная Гидрометеорологическая служба, Министерство экологии и природных ресурсов <sup>32</sup> 193, ул. Гренобля. MD 2043 Кишинев, республика Молдова <a href="mailto:cazac@hidromet.meteo.md">cazac@hidromet.meteo.md</a> тел: (373-22) 773 529 факс: (373-22) 773 633	Для представления DNA была создана Национальная комиссия. В состав Комиссии Commission входят 18 представителей, представляющих парламент, правительство, частный сектор, научно-исследовательские и академические институты. Комиссию возглавляет Министр экологии и природных ресурсов, а его заместителем является – Директор Государственной гидрометеорологической службы.
Казахстан	–	<i>В процессе.</i> Межведомственный Комитет по изменению климата утверждает ПСО/МЧР проекты. В Комиссию входят 12 министерств и она предоставляет статус наблюдателя представителям НПО, парламента, международным донорам, промышленности. Координационный центр по изменению климата действует как исполнительный орган Комиссии.

<sup>33</sup> Site <http://cdm.unfccc.int/DNA>

Страна	DNA контактная организация для РКИК ООН	Структура DNA
Кыргызстан	В 2005 г. Создан национальный комитет по последствиям изменения климата (НКПИК) в целях руководства и координации действий по выполнению международных обязательств Кыргызстана по РКИК и Киотскому протоколу. Определен постоянно действующий рабочий орган НКПИК – Центр по изменению климата Министерства экологии и чрезвычайных ситуаций Кыргызской Республики	<i>В процессе.</i> В связи с произошедшими структурными преобразованиями органов государственного управления Кыргызстана, установлено, что при Правительстве Кыргызской Республики и под его руководством действует Государственное агентство по охране окружающей среды и лесному хозяйству при Правительстве Кыргызской Республики, которое определено исполнительным органом по реализации обязательств республики по международным конвенциям, включая РКИК и Киотский протокол
Российская Федерация	–	<i>В процессе</i>
Таджикистан	–	<i>В процессе</i>
Туркменистан	–	<i>В процессе.</i> Идет изучение МЧР структур в других странах и выработка рекомендаций для создания местных структур.
Узбекистан	<i>Ожидается:</i> Национальный секретариат по изменению климата, Главная Администрация по Гидрометеорологии (Главгидромет)	<i>В процессе.</i> Создается межведомственный орган по координации и оценке проектов

Таблица 5.3 Техническое содействие по поддержке формирования DNA и МЧР проектов в Южной Европе и странах СНГ

Страна	Мероприятия по формированию потенциала для создания DNA	Техническое содействие для реализации проектов
Азербайджан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка создания DNA и критериев устойчивого развития	- <b>Меморандум о взаимопонимании с Данией</b> включая техническое содействие по реализации проекта - <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b> - <b>Канада-CIDA</b> Программа обучения по <b>Каспийскому морю</b> - <b>Восточная сеть по изменению климата (Eastern Climate Change Network - ECCN)</b> , демонстрация проектов и информирование по Киотскому протоколу
Армения	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка создания DNA и критериев устойчивого развития	- <b>Меморандум о взаимопонимании с Данией</b> включая техническое содействие по реализации проекта - <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b> - <b>Восточная сеть по изменению климата (Eastern Climate Change Network - ECCN)</b> , демонстрация проектов и информирование по Киотскому протоколу
Грузия	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка создания DNA и критериев устойчивого развития	- <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Меморандум о взаимопонимании с Данией</b> включая техническое содействие по реализации проекта - <b>Euro AID (TACIS)</b> - <b>Восточная сеть по изменению климата (Eastern Climate Change Network - ECCN)</b> , демонстрация проектов и информирование по Киотскому протоколу
Казахстан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка развития МЧР/ПСО инфраструктуры (4/04 – 10/06) - <b>Канадский офис ПСО/МЧР</b> содействие по совершенствованию правил для ПСО/МЧР (2003/2004)	- <b>Euro AID (TACIS)</b> - (4/04 – 10/06) - <b>Канадский офис по ПСО/МЧР</b> (2003/2004) - <b>Канада-CIDA</b> Программа обучения по <b>Каспийскому морю</b> - <b>Меморандум о взаимопонимании с NEDO Япония</b> - <b>Меморандум о взаимопонимании с CBNet по МЧР проектам</b> - <b>Меморандум о взаимопонимании с Мировым Банком</b>

Страна	Мероприятия по формированию потенциала для создания DNA	Техническое содействие для реализации проектов
Кыргызстан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка развития МЧР инфраструктуры (4/04 – 10/06)	- <b>Меморандум о взаимопонимании с Данией, согласно которому Кыргызстана будет оказано содействие в отборе и оценке проектов МЧР и их последующее инвестирование.</b> - <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b> - (4/04 – 10/06)
Молдавия	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка создания DNA и критериев устойчивого развития	- <b>Меморандум о взаимопонимании с Данией</b> включая техническое содействие по реализации проекта - <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b>
Таджикистан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка развития МЧР инфраструктуры (4/04 – 10/06)	- <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b> - (4/04 – 10/06)
Туркменистан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка развития МЧР инфраструктуры (4/04 – 10/06)	- <b>Euro AID (TACIS)</b> - (4/04 – 10/06)
Узбекистан	- <b>Euro AID (TACIS)</b> поддержка развития МЧР инфраструктуры (4/04 – 10/06)	- <b>ЕБРР</b> Ожидается проект институциональной поддержки, который направлен на техническое содействие по подготовке проектно технической документации - <b>Euro AID (TACIS)</b> - (4/04 – 10/06) - <b>Канада-CIDA Программа обучения по Каспийскому морю</b> - <b>Восточная сеть по изменению климата (Eastern Climate Change Network - ECCN)</b> , демонстрация проектов и информирование по Киотскому протоколу

## **6. ОПЫТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ СТРАН СНГ ПО ПСО/МЧР ПРОЕКТАМ**

### **6а. ПСО/МЧР проекты готовые к реализации в энергетике. Категории проектов, масштаб и затраты**

Описание ПСО/МЧР проектов предлагаемых к реализации в энергетике стран СНГ, а также их категория, масштаб и предполагаемые затраты на их осуществление представлены в Приложении к данному обзору.

## 6b. Описание затрат и выгод

## Азербайджан

Таблица 6.1.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<b>Электроэнергетика на органическом топливе</b>		
Установка ПГУ 400 МВт на ГРЭС "Северная" при поддержке кредита от Японского Фонда экономического сотрудничества и развития	131200	320,0
Строительство ПГУ 56.5 МВт на ТЭЦ-1 в Баку, при поддержке кредита от компании АВВ (Швейцария)	32500	55,0
Повышение мощности 8 энергоблоков на АзГРЭС при техническом перевооружении (480 МВт)	108800	300,0
Установка ПГУ 400 МВт на Али-Байрамлинской ГРЭС	131200	320,0
Установка ПГУ на ТЭЦ-1 в Сумгаите (400 МВт)	131200	320,0
<i>Итого</i>	<i>534900</i>	<i>1315,0</i>
<b>Возобновляемые источники энергии</b>		
Внедрение ветряных турбин для производства энергии	375000	800,0
Повышение мощности Мингешевирской ГЭС (на 60 МВт) при поддержке кредита ЕБРР	19100	50,0
Строительство Еникендской ГЭС мощностью 112.5 МВт (кредит ЕБРР - 53 млн. долл. США.)	45900	73,0
Ввод в действие Ордубадской ГЭС (32 МВт)	4400*	20,0
Строительство мини ГЭС	2680000	820,0
Пилотный проект по выработке энергии из сельскохозяйственных отходов Нахичеванской АР	25000	35,0
Использование солнечной энергии для нагрева воды	23200	200,0
Строительство мини ГЭС	89700	150,0
Строительство ветряных энергетических установок на Апшеронском полуострове и Нахичеване 15 МВт	1100*	20,0
Пилотный проект по внедрению новых технологий для получения метана из муниципальных отходов и производство энергии в Сумгаите	4400	5,0
<i>Итого</i>	<i>3267800</i>	<i>2173,0</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>3802700</b>	<b>3488,0</b>

\* Примечание: На наш взгляд эти показатели сокращения выбросов CO<sub>2</sub> занижены, необходимо их уточнить.

## Армения

Таблица 6.2.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i><b>ВИЭ</b></i>		
Проект сбора свалочного биогаза и выработки электроэнергии в Ереване	135000	6,83
<b>Всего по проектам</b>	<b>135000</b>	<b>6,83</b>

## Грузия

Таблица 6.3.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i><b>ВИЭ</b></i>		
Устранение барьеров по развитию малой гидроэнергетики для сокращения выбросов парниковых газов в Грузии		
Проект STORI ГЭС	29200	8,4
Проект восстановления ГЭС Мисакцвели	20200	2,3
Проект восстановления ГЭС Инцоба	6400	0,850
Проект восстановления ГЭС Абаша.	9900	1,0
Проект восстановления ГЭС Марткопи	5600	0,75
Проект геотермального горячего водоснабжения, Тбилиси	180000	30,8
Проект геотермального горячего водоснабжения, Зугдиди.	92000	15,0
<i>Проект геотермального горячего водоснабжения района Инподром</i>	14000	0,86
<i>"Карэнерго" – проект ветроэнергетической установки</i>	33000	5,0
<i>Теплоснабжение с использованием солнечной энергии в Батуми.</i>	400000	21,8
<b>Всего по проектам</b>	<b>790300</b>	<b>86,76</b>

## Беларусь

Таблица 6.4.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i>Электроэнергетика на органическом топливе</i>		
Реконструкция Брестской ТЭЦ-1	нет данных	7,5
Березовская ГРЭС. Реконструкция и модернизация	нет данных	56,08
Барановичская ТЭЦ. Замена турбины	нет данных	3,6
Установка турбины 1,5 МВт на мини-ТЭЦ "Западная"	нет данных	2,5
Лукомльская ГРЭС. Модернизация энергоблоков	нет данных	48,0
Белорусская ГРЭС. Установка турбины 1,5 МВт на местных видах топлива	нет данных	3,0
РК "Северная", г. Витебск. Установка турбины 2,5 МВт на местных видах топлива	нет данных	5,9
Витебская ТЭЦ. Реконструкция турбоагрегатов	нет данных	10,8
РК "Ксты". Установка турбины 3,5 МВт	нет данных	1,6
РК "Барань". Установка турбины 1,5 МВт	нет данных	1,0
Мозырская ТЭЦ. Перевод на сжигание природного газа	нет данных	10,24
Мозырская ТЭЦ. Газотурбинная надстройка 25 МВт	нет данных	15,0
Светлогорская ТЭЦ. Парогазовая установка 70 МВт	нет данных	46
Жлобинская котельная. Установка ПГУ (ГТУ) 12 МВт	нет данных	11,1
Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция и модернизация	нет данных	23,28
Гродненская ТЭЦ-2. Газотурбинная надстройка 100 МВт	нет данных	53
Лидская ТЭЦ. Реконструкция с заменой выбывающего оборудования	нет данных	21,41
Северная мини-ТЭЦ. Установка ГТУ	нет данных	5,3
Котельная "Неман". Установка газопоршневого ДВС 0,7–1 МВт	нет данных	1,0
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция 1-ой очереди (ПГУ-230)	нет данных	101,7
Минская ТЭЦ-2. Реконструкция (2×ПГУ-31)	нет данных	29,9
МТЭЦ-5. Строительство ПГУ-450	нет данных	92,0
РК-1 в Борисове. Установка генерирующих мощностей	нет данных	8,8
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция котлоагрегата ТГМ-84Б ст. № 6	нет данных	6,76



Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
РК-3 в г. Могилеве. Установка генерирующего оборудования	нет данных	2,65
Могилевская ТЭЦ-1. Реконструкция турбин № 3 и 4 с применением современных парогазовых технологий	нет данных	7,0
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция турбин № 2 и 3, АСУ	нет данных	12,96
<i>Итого</i>	<i>нет данных</i>	<i>588,08</i>
<b>ВИЭ</b>		
Строительство ГЭС на р. Бобрик, Пинский район, оз. Погост	нет данных	0,25
Строительство Городищенской ГЭС на р. Сервеч, Барановичский район	нет данных	0,22
Строительство ГЭС на р. Щара, Ляховичский район, водохранилище Миничи	нет данных	0,12
РК "Луинец", 2,5 МВт на древесных отходах	нет данных	5,0
Строительство мини-ТЭЦ на древесных отходах в г. Пинске	нет данных	3,7
Восстановление Браславской ГЭС	нет данных	0,17
Строительство Полоцкой ГЭС	нет данных	43,2
РК "Рогачев", 2,5 МВт на древесных отходах	нет данных	5,0
Гродненская ГЭС на р. Неман	нет данных	33,6
Восстановление Зельвенской ГЭС	нет данных	0,3
Жодинская ТЭЦ. Установка котла на древесных отходах	нет данных	8,98
Солигорская ТЭЦ. Энергетический модуль на древесных отходах	нет данных	6,0
РК в г. Вилейке. Энергетический модуль на древесных отходах	нет данных	3,0
Строительство ДнепроГЭС, 5 МВт	нет данных	1,98
Восстановление Вихрянской ГЭС, 0,25 МВт	нет данных	0,36
Реконструкция Чигиринской ГЭС	нет данных	0,24
Реконструкция Осиповичской ГЭС	нет данных	1,0
<i>Итого</i>	<i>нет данных</i>	<i>113,12</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>нет данных</b>	<b>701,2</b>

## Казахстан

Таблица 6.5.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i>Электроэнергетика на органическом топливе</i>		
Строительство Кербулакской ГЭС мощностью 49,5 МВт	380162	90,0
Установка газовой турбины с котлом-утилизатором на Уральской теплоэлектростанции (ТЭС)	62000	19,5
Утилизация метана шахт Карагандинского угольного бассейна	нет данных	3,7
Проект утилизации газа – производство электроэнергии 40 МВт	520010	30,3
<i>Итого</i>	<i>962172</i>	<i>143,5</i>
<i>ВИЭ</i>		
Восстановление гидроэлектростанций (ГЭС) на реке Чарын: ГЭС Актогай № 2 (1000 кВт) и ГЭС Актогай № 1 (800 кВт)	14689	1,15
Джунгарская ветростанция мощностью 5 МВт	21211	5,2
Нурлинская ветростанция мощностью 500 МВт	1540498	550,0
Ветряная ферма мощностью 5 МВт в Ерейментау	14944	7,2
Проекту реконструкции малой ГЭС на Бартогайском водохранилище	нет данных нет данных	
<i>Итого</i>	<i>1591342</i>	<i>563,55</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>2553514</b>	<b>707,05</b>

## Молдова

Таблица 6.6.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i><b>ВИЭ</b></i>		
Использование солнечной и ветровой энергии как альтернативных источников энергии, для обеспечения г. Тараклия, расположенном на юге республики Молдова, электричеством и горячей водой.	нет данных	нет данных
Администрация г. Яловень планирует реорганизовать свалку для сокращения выбросов метана и ликвидации опасного загрязнения.	нет данных	нет данных
Сокращение выбросов метана из отстойников коммунальных сточных вод путем реорганизации очистных сооружений в Бельцах в предприятие анаэробной очистки коммунальных биологических отходов и сточных вод.	4900	нет данных
<b>Всего по проектам</b>	<b>4900</b>	

*Российская Федерация*

**Таблица 6.7.**

<b>Название проекта</b>	<b>Сокращение CO<sub>2</sub>, т в год</b>	<b>Требуемые инвестиции, млн. USD</b>
<i>Электроэнергетика на органическом топливе</i>		
Перевод Амурской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа	240000	10,8
Реконструкция Медногорской ТЭЦ с выработкой электроэнергии по парогазовому циклу	36800	14,0
Перевод Хабаровской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа	1200000	31,5
Перевод Хабаровской ТЭЦ-2 с мазута на сжигание в качестве топлива природного газа	42000	22,0
Замена гидротурбины № 24 ОАО «Камская ГЭС	12400	18,2*
Реконструкция Белгородской ТЭЦ	100000	нет данных
Модернизация конденсационной части ОАО «Киришская ГРЭС» на базе парогазовой технологии (750 МВт)	625000	255,0*
Строительство строительства ГТУ-ТЭЦ в городе Энгельс	70000	19,0
Техническое перевооружение Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 с переводом котлоагрегатов на природный газ	155000	11,4
Перевод на сжигание природного газа Сахалинской ГРЭС	566700	13,3
Перевод на сжигание природного газа Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	866700	20,5
Утилизация шахтного метана на предприятиях ОАО "Воркутауголь"	980000	нет данных
Применение на Ульяновской ТЭЦ-3 газотурбинной надстройки перед водогрейными котлами	нет данных	нет данных
Перевод котлоагрегатов ст.№ 8, 9 Омской ТЭЦ-4 на природный газ	нет данных	нет данных
Частичный перевод Черепетской ГРЭС на сжигание природного газа	нет данных	нет данных
Строительство ГТУ-ТЭЦ «Молжаниновка» электрической мощностью 180 МВт и тепловой – 380 Гкал/ч	132600**	245,22
Строительство ГТУ-ТЭЦ «Щербинка» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 235 Гкал/ч	62200**	129,76
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Коломенская» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 173 Гкал/ч	104600**	165,38

\* Примечание: На наш взгляд эти показатели требуют уточнения.

\*\* Примечание: Предварительная оценка сокращения выбросов CO<sub>2</sub> выполнена нами при подготовке этого раздела.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Бабушкино-1» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 151 Гкал/ч	66600**	132,54
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Ростокино» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 151 Гкал/ч	66600**	132,54
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Теплый стан» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 173 Гкал/ч	104600**	165,38
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Жулебино» электрической мощностью 60 МВт и тепловой – 75 Гкал/ч	44000***	81,89
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Химки-Ховрино» электрической мощностью 12 МВт и тепловой – 24 Гкал/ч	60**	29,29
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС-2 в г. Зеленограде электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 115 Гкал/ч	69600**	119,61
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС-4 в г. Зеленограде электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 115 Гкал/ч	69600**	119,61
Строительство ПГУ-ТЭС на существующей РТС «Строгино» электрической мощностью 256 МВт	299000**	305,67
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Перово» электрической мощностью 12 МВт и тепловой – 24 Гкал/ч	60**	29,29
Строительство ГТУ-ТЭЦ на новой площадке «пос. Северный» электрической мощностью 50 МВт и тепловой – 180 Гкал/ч	33600**	88,93
Строительство ГТУ-ТЭЦ на новой площадке «Митино» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 273 Гкал/ч	101400**	179,52
<i>Итого</i>	<i>6049120</i>	<i>2340,33</i>
<b>ВИЭ</b>		
Строительство ветроустановок мощностью 3 МВт в п.Тикси Республики Саха (Якутия)	4200	нет данных
Строительство и монтаж малой ГЭС мощностью 5 МВт на р.Саккырыр в Республике Саха (Якутия)	15000	нет данных
Строительство геотермальной установки бинарного цикла мощностью 6.5 МВт на Верхне-Мутновской ГеоЭС	35000	10,3
ГЭС-2 каскада Толмачевских ГЭС (25 МВт)	170000	23,0
<i>Итого</i>	<i>224200</i>	<i>33,3</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>6273320</b>	<b>2373,63</b>

\*\* Примечание: Предварительная оценка сокращения выбросов CO<sub>2</sub> выполнена нами при подготовке этого раздела.

*Таджикистан*

Таблица 6.8.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i><b>ВИЭ</b></i>		
Внедрение системы солнечного теплоснабжения в жилом секторе г. Душанбе	700	0,25
Внедрение биогазовых установок малой мощности для получения электрической и тепловой энергии в сельских школах	300	0,05
Строительство малой ГЭС «Сангикар»	3500	0,41
Строительство малой ГЭС «Гутек»	4000	0,676
Строительство малой ГЭС «Хорма»	2500	0,462
<b>Всего по проектам</b>	<b>11000</b>	<b>1,848</b>

## Узбекистан

Таблица 6.9.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i>Электроэнергетика на органическом топливе</i>		
Модернизация 2 энергоблоков по 300 МВт каждый на Сырдарьинской ТЭС (кредит ЕБРР)	163000	27,8
Модернизация Ташкентской ТЭС – установка ПГУ 370 МВт (направлена кредитная заявка)	790000	221,0
Модернизация Навойской ТЭС – установка ПГУ 200 МВт (финансовый анализ при участии Mitsubishi в работе)	280000	120,0
Модернизация Мубарекской районной ТЭС – установка ПГУ 240 МВт (финансовый анализ при участии АВВ в работе)	140000	60,0
Установка ПГУ 240 МВт на Новоангренской ТЭС (финансовый анализ при участии Mitsui в работе)	410000	150,0
Установка газотурбинной установки на Ферганской ТЭС (2×60 МВт)	236300	48,0
Установка газотурбинной установки на Ташкентской ТЭС (2×16 МВт)	63800	12,8
Установка газотурбинной установки на Кокандской ТЭС (2×16 МВт)	31900	6,4
Установка газотурбинной установки на Ферганской ТЭС (2×16 МВт)	16000	3,2
Установка газотурбинной установки на ТЭС (2×16 МВт) в Ургенч	31900	6,4
Строительство ПГУ 240 МВт на Бухарэнергомарказ	297700	131,9
<i>Итого</i>	<i>2460600</i>	<i>787,5</i>
<i>ВИЭ</i>		
ГЭС малой мощности	900000	300,0
ГЭС Пшкент	600000	420,0
<i>Итого</i>	<i>1500000</i>	<i>720,0</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>3960600</b>	<b>1507,5</b>

## Украина

Таблица 6.10.

Название проекта	Сокращение CO <sub>2</sub> , т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
<i>Электроэнергетика на органическом топливе</i>		
Совместное производство тепла и электроэнергии на предприятии НОРД	нет данных	5,0
Создание энергетической установки для утилизации попутного газа на Качановском газоперерабатывающем заводе	591000	3,0
Установка котлов тепло утилизаторов и паровых турбин на компрессорной станции КС-33 "Гребинковская" (газопровод Уренгой-Помары-Ужгород)	150000	4,0
Когенерация и сокращение выбросов парниковых газов на предприятии «Днепрошина»	49000	5,6
Утилизация метана на шахте им. Скочинского	270000*	Фаза пилотного проекта – 6,2
Утилизация метана на шахте Комсомолец Донбасса	117000*	6,2
Утилизация коксового газа на БаглейКокс	160000*	2,5
<i>Итого</i>	<i>1337000</i>	<i>32,5</i>
<i>ВИЭ</i>		
Ветроэнергетический проект в Донецке	2500000	0,2-0,25 на подготовку ТЭО проекта
Утилизация отходов деревопереработки для теплоснабжения в Ивано-Франковской области.	25000*	1,92
<i>Итого</i>	<i>2525000</i>	<i>2,17</i>
<b>Всего по проектам</b>	<b>3862000</b>	<b>34,67</b>

\* Примечание: На наш взгляд эти показатели требуют уточнения.



Table 6.11: Сводная таблица проектов сокращения выбросов CO2 и необходимых инвестиций по ним в странах СНГ

	Все проекты в электроэнергетике			Электроэнергетика на органическом топливе			ВИЭ		
	Количество проектов	Сокращение выбросов CO2, т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD	Количество проектов	Сокращение выбросов CO2, т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD	Количество проектов	Сокращение выбросов CO2, т в год	Требуемые инвестиции, млн. USD
Азербайджан	15	3802700	3488,0	5	534900	1315,0	10	3267800	2173,0
Армения	1	135000	6,83	–	–	–	1	135000	6,83
Беларусь	11	790300	86,76	–	–	–	11	790300	86,76
Грузия	44	no date	701,2	27	no data	588,08	17	no data	113,12
Казахстан	9	2553514	707,05	4	962172	143,5	5	1591342	563,55
Кыргызстан	3	4900		–	–	–	3	4900	
Молдова	33	6273320	2373,63	29	6049120	2340,33	4	224200	33,3
Российская Федерация	4	11000	1,848	–	–	–	5	11000	1,848
Таджикистан	13	3960600	1507,5	11	2460600	787,5	2	1500000	720,0
Туркменистан	9	3862000	34,67	7	1337000	32,5	2	2525000	2,17
<b>Всего</b>	<b>143</b>	<b>21393334</b>	<b>8907,488</b>	<b>83</b>	<b>11343792</b>	<b>5206,91</b>	<b>60</b>	<b>10049542</b>	<b>3700,578</b>

В работе представлена краткая информация о 143 проектах сокращения выбросов парниковых газов предполагаемых к реализации в электроэнергетическом секторе стран СНГ, в том числе:

- проекты в электроэнергетике на органическом топливе – 83 или 58%
- проекты по внедрению ВИЭ – 60 или 42%

Общее ежегодное сокращение выбросов парниковых газов по указанным проектам может превысить 21 млн. т CO<sub>2</sub>-экв., в том числе:

- по проектам в электроэнергетике на органическом топливе – свыше 11 млн. т CO<sub>2</sub>-экв. или 53,0%
- по проектам внедрения ВИЭ – свыше 10 млн. т CO<sub>2</sub>-экв. или 47,0%

Объем необходимых инвестиций в рассматриваемые проекты составляет свыше 8,9 млрд. долл. США, в том числе:

- проекты в электроэнергетике на органическом топливе – более 5,2 млрд. долл. США или 58,5%
- проекты по внедрению ВИЭ – свыше 3,7 млрд. долл. США или 41,5%

Следует отметить, что по ряду проектов (Беларуси, Казахстан, Молдова, Российская Федерация, Узбекистан и Украина) отсутствует информация по объемам сокращения выбросов CO<sub>2</sub> и по объемам необходимых инвестиций, при этом отдельные данные нуждаются в проверке и уточнении.

Из табл. 6.11 видно что в Армении, Грузии и Таджикистане 100%, сокращения выбросов CO<sub>2</sub> предполагается получить за счет проектов внедрения возобновляемых источников энергии. Еще в трех странах – Украина, Азербайджан и Казахстан предполагаемое сокращение выбросов CO<sub>2</sub>, связанное с внедрением ВИЭ превышает 60%.

### **бс. Оценка базовой линии и принципа дополнительности в отобранных проекта**

По имеющейся у нас информации на сегодняшний день среди проектов, представленных в данной работе выбор проектной базовой линии был выполнен для 4 проектов, а именно:

- Проект сбора свалочного биогаза и выработки электроэнергии в Ереване (Армения)
- Перевод Амурской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа (Российская Федерация)
- Реконструкция Медногорской ТЭЦ с выработкой электроэнергии по парогазовому циклу (Российская Федерация)
- Перевод Хабаровской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа (Российская Федерация)
- Перевод Хабаровской ТЭЦ-2 с мазута на сжигание в качестве топлива природного газа (Российская Федерация)

Тест на дополнительность был выполнен для следующих 3 проектов:

- Перевод Амурской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа (Российская Федерация)
- Реконструкция Медногорской ТЭЦ с выработкой электроэнергии по парогазовому циклу (Российская Федерация)
- Перевод Хабаровской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа (Российская Федерация).

## **6d. Основные барьеры и риски, связанные с осуществлением в СНГ ПСО/МЧР проектов**

Основные барьеры включают в себя:

- В настоящее время в большинстве стран СНГ (за исключением Армении, Азербайджана, Грузии и Молдовы) не созданы Уполномоченные Национальные Органы.
- Отсутствуют утвержденные процедуры одобрения проектов ПСО/МЧР.
- Не разработаны нормативные документы (за исключением Казахстана) по подготовке и реализации проектов ПСО/МЧР.
- Не хватает экспертов, владеющих методами подготовки проектов ПСО/МЧР.
- Не развита система подготовки национального кадастра выбросов парниковых газов.
- Отсутствуют специализированные структуры (за исключением Российской Федерации) подготовки и реализации проектов ПСО/МЧР в секторе электроэнергетики.

Для преодоления указанных барьеров представляется целесообразным, при поддержке ЭЭС СНГ, Евроэлектрик, Всемирного банка и других доноров, разработать модельный порядок подготовки и реализации проектов ПСО/МЧР в странах СНГ.

К числу других потенциальных барьеров и рисков связанных с осуществлением проектов ПСО/МЧР можно отнести следующие:

Таблица 6.12.

<b>Потенциальные барьеры</b>	<b>Возможные решения</b>
<b>Финансовые:</b> Бедность населения, низкая платежеспособность предприятий. Недостаточное финансирование науки. Дефицит капитала для модернизации технологий и природоохранных мероприятий. Неадекватная тарифная политика в энергетическом секторе. Высокая стоимость нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Сложности в привлечении инвестиций.	Государственная поддержка, привлечение местных и международных инвестиций. Улучшение тарифной политики в энергетике. Определение источников финансирования с привлечением международных доноров. Создание специальных фондов развития. Финансовая поддержка интеграционных процессов в науке и образовании. Рассмотреть возможность возврата части средств оплаты за отходы и выбросы предприятиям для проведения работ по сокращению выбросов и утилизации отходов.
<b>Законодательные и программные:</b> Не отражена взаимосвязь планов развития отраслей экономики с целями политики по защите климата и атмосферы. Не предусмотрено нормативов по выбросам парниковых газов и обязательств по их контролю и сокращению. Заниженные штрафные санкции и платежи. Отсутствует рамочное законодательство в сфере возобновляемой энергетики. Отсутствует стратегия развития энергетики и промышленности и концепция рационального использования энергоресурсов и вторичной переработки сырья и отходов.	Усовершенствование законодательства в областях связанных с изменением климата. Разработка и внедрение нормативов и отчетности по парниковым газам. Приведение национального законодательства в соответствие с международными нормами. Разработка и внесение поправок к существующим штрафам и платежам. Внедрение основных положений НПД по изменению климата в реализацию инвестиционных проектов. Разработка и включение проектов по энергоэффективности и сокращению выбросов в Программу государственных инвестиций. Создание условий для достижения удельных норм энергопотребления.

Потенциальные барьеры	Возможные решения
<p>Институциональные: Недостаточная поддержка на местном уровне для стимулирования проектов в области малой энергетики и др. Непрозрачные механизмы управления и собственности в энергетике.</p>	<p>Разработка государственного механизма управления выбросами парниковых газов. Реорганизация существующих структур управления энергетическим комплексом.</p>
<p>Рыночные: Неразвитая структура рынка новых технологий. Отсутствие реальных возможностей развития частной собственности в сфере энергетики, прежде всего малой. Преобладание интересов крупных производителей и потребителей энергии.</p>	<p>Разработка нормативно-правовых механизмов, разрешающих аренду и долгосрочный выкуп предприятий малой энергетики.</p>
<p>Технологические: Устаревшие технологии. Отсутствие технического обслуживания. Отсутствие или ненадлежащее состояние систем очистки выбросов в атмосферу. Отсутствие промышленного производства устройств малой энергетики и инфраструктуры.</p>	<p>Оценка потенциала использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии по районам и экономическим зонам. Приобретение (передача) новых технологий. Организация местного производства и системы обслуживания устройств малой энергетики. Осуществление демонстрационных проектов.</p>
<p>Информация, пропаганда и образование: Недостаток квалифицированного персонала. Отсутствие современной научно-технической и исследовательской базы. Ограниченный доступ к новейшей технологической информации. Малая осведомленность деловых кругов, официальных лиц и общественности по технологиям смягчения последствий изменения климата, нетрадиционным возобновляемым источникам энергии и др. В учебных программах не рассматривается проблема изменения климата.</p>	<p>Подготовка и усовершенствование кадров, обучение населения на всех уровнях. Научные исследования в приоритетных направлениях. Создание базы данных по технологиям. Размещение в сети Интернет информации по предлагаемым проектам. Пропаганда в СМИ вопросов изменения климата, проведение тренингов и семинаров. Повышение информированности ответственных лиц по проблеме выбросов парниковых газов. Привлечение к участию в прикладных исследованиях промышленных предприятий и частного сектора. Популяризация вопросов энергетики.</p>

## 7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств и Европейский электроэнергетический союз – ЕВРЭЛЕКТРИК являются профессиональными ассоциациями, представляющими интересы электроэнергетической промышленности соответственно стран СНГ и стран-членов ЕС. В результате совместных усилий, направленных на укрепление сотрудничества между электроэнергетическими рынками ЕС и СНГ, в 2003 году была создана совместная рабочая группа «Окружающая среда» для проведения исследований экологических рамок данного сотрудничества. Одной из задач данной группы является определение возможностей реализации энергетическими компаниями стран ЕС и СНГ совместных проектов в рамках гибких механизмов Киотского протокола – ПСО и МЧР.

Важность данной проблемы для энергетического рынка подчеркнута в Экологической стратегии для стран Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии (ВЕКЦА)<sup>34</sup> – основном документе, определяющим стратегические рамки партнерства и сотрудничества стран СНГ и ЕС.

Кроме запланированных мероприятий, содержащихся в документе, в разделе IV «Комплексный учет экологических соображений в процессе развития ключевых экономических секторов», подразделе 4.2. «Энергетика» выделены следующие направления, в частности:

- Обеспечение надлежащего учета задач и мер по достижению энергоэффективности в природоохранных политиках и программах, направленных на смягчение изменений климата и выполнение целей Киотского протокола;
- Поддержка финансирования деятельности по повышению энергоэффективности и поощрение рентабельных энергоэффективных проектов в процессе использования определяемых в Киотском протоколе механизмов совместного осуществления и механизмов чистого;
- Поощрение мобилизации внутренних и зарубежных инвестиций, включая в частности, инвестиции в развитие возобновляемых источников.

В Приложении к Экологической стратегии представлен перечень участвующих международных организаций и институтов, которые могли бы помочь странам ВЕКЦА в достижении целей Стратегии. В разделе «Ключевые цели стратегии» пункт 4 “Отраслевая интеграция” подпункт 4.2 «Энергетика» данного перечня, в частности, среди других институтов отмечены Мировой Банк и ПРООН.

Программа Мирового Банка по содействию углеродному финансированию является инструментом технической помощи по созданию системы подготовки проектов и направлена на формирование возможности участия развивающихся стран и государств с переходной экономикой в полномасштабном глобальном углеродном рынке. Углеродный рынок создает платформу для правительств, частных компаний и отдельных участников торговли сокращений углеродный выбросов по выполнению обязательств промышленно развитыми странами по сокращению выбросов парниковых газов в рамках механизма чистого развития и совместного осуществления Киотского протокола или в добровольном порядке, тем самым помогая развивающимся странам привлекать экологически чистые инвестиции и вносить соответствующие изменения технологий для обеспечения своего устойчивого развития.

---

<sup>34</sup> Экологическое партнерство в регионе ЕЭК ООН: Экологическая стратегия для стран Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии, представленная Рабочей группой по Экологической стратегии для стран ВЕКЦА на пятой встрече министров по экологии – «Окружающая среда для Европы», состоявшейся в Киеве, 21-23 мая 2003 г.

В настоящее время все 12 стран СНГ ратифицировали Рамочную конвенцию ООН об изменении климата и практически все, за исключением Казахстана и Таджикистана, ратифицировали или присоединились к Киотскому протоколу.

Все страны СНГ подготовили и выпустили Национальные сообщения в соответствии с обязательствами по РКИК, а Российская Федерация опубликовала три Национальных сообщения.

Во многих странах СНГ разработаны или находятся в стадии разработки перспективные планы развития энергетики.

Практически во всех странах СНГ ведется разработка национальных планов действий, направленных на реализацию конкретных мер, обеспечивающих ограничение и сокращение выбросов парниковых газов, в том числе в энергетическом секторе.

В ряде стран СНГ проведена детальная инвентаризация выбросов парниковых газов тепловыми электростанциями. В результате определены национальные коэффициенты эмиссии CO<sub>2</sub> при сжигании различных видов топлива.

Планы действий электроэнергетических компаний стран СНГ, направленные на ограничение и сокращение выбросов парниковых газов, включают в себя следующие меры и мероприятия:

- Подготовка проектов совместного осуществления и МЧР в электроэнергетике.
- Участие в зарубежных тендерах на закупку единиц сокращенных выбросов от проектов совместного осуществления и МЧР.
- Установление прочных и долгосрочных бизнес отношений со стратегическими углеродными инвесторами для энергопредприятий.
- Проведение инвентаризации выбросов парниковых газов и создание системы мониторинга выбросов на энергопредприятиях.
- Активное участие в создании национальной системы торговли правами на выбросы и корпоративной системы торговли.
- Участие в формировании государственной политики в области регулирования выбросов парниковых газов.
- Разработка и внедрение корпоративных информационно-аналитических систем "Парниковые газы".

В данной работе представлена информация о 143 проектах сокращения выбросов парниковых газов предполагаемых к реализации в электроэнергетике стран СНГ, в том числе:

- проекты в электроэнергетике на органическом топливе – 83
- проекты по внедрению ВИЭ (включая проекты в гидроэнергетике) – 60.

Общее ежегодное сокращение выбросов парниковых газов по указанным проектам может превысить 20 млн. т CO<sub>2</sub>-экв.

Объем необходимых инвестиций в рассматриваемые проекты оценивается около 9 млрд. долл. США.

Говоря об опыте стран СНГ, необходимо особо выделить позицию руководства РАО «ЕЭС России», которое в 2000 году учредило «Энергетический углеродный фонд» для координации работ по использованию гибких механизмов Киотского протокола и привлечения углеродных инвестиций в сектор электроэнергетика.

Анализ материалов, представленных в данной работе, свидетельствует, что в электроэнергетике стран СНГ имеется значительный потенциал сокращения выбросов парниковых газов. Он обусловлен прежде всего тем, что за последние 15 лет ввод новых

мощностей был существенно ниже, чем в предыдущие годы. Это привело к физическому и моральному износу действующего оборудования.

При этом следует отметить, что во многих странах СНГ в качестве одного из приоритетов развития электроэнергетики рассматривается использование возобновляемых источников энергии.

В то же время имеется ряд потенциальных барьеров (финансовых, законодательных, институциональных и др.) для реализации проектов, направленных на ограничение и сокращение выбросов парниковых газов.

Основные барьеры включают в себя:

- В настоящее время в большинстве стран СНГ не созданы Уполномоченные Национальные Органы.
- Отсутствуют утвержденные процедуры одобрения проектов ПСО/МЧР.
- Не разработаны нормативные документы по подготовке и реализации проектов ПСО/МЧР.
- Не хватает экспертов, владеющих методами подготовки проектов ПСО/МЧР.
- Не развита система подготовки национального кадастра выбросов парниковых газов.
- Отсутствуют соответствующие структуры подготовки и реализации проектов ПСО/МЧР в секторе электроэнергетики.

Результаты данного исследования позволяют сделать вывод о целесообразности и актуальности подготовки проекта (при поддержке ЭЭС СНГ, Евроэлектрик, Всемирного банка и других доноров), основными целями которого являются развитие потенциала и преодоления барьеров в подготовке и реализации проектов совместного осуществления и чистого развития в электроэнергетике стран СНГ.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Manual on Joint Implementation (JI) and Clean Development Mechanism (CDM) Project. Task Force JI/CDM. Union of the Electricity Industry “Eurelectric”, February 2005.
2. Ключевые вопросы охраны окружающей среды при объединении электроэнергетических рынков ЕС и СНГ. Совместная Рабочая группа ЭЭС СНГ – ЕВРЭЛЕКТРИК «Окружающая среда», ноябрь 2005 г.
3. Initial National Communication of Azerbaijan Republic on Climate Change. PHASE 2. Capacity Improvement Activities on Climate Change in the Priority Sectors of Economy of Azerbaijan. Baku – 2001.
4. First National Communication of the Republic Of Armenia Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Ministry of Nature Protection of the Republic of Armenia. United Nations Development Program Office in Armenia. Global Environment Facility. October, 1998.
5. First National Communication in Response to Belarus’ Commitments Under the UN Framework Convention on Climate Change. World Bank. Ministry of Natural Resources and Environmental Protection Republic of Belarus. Minsk, 2003.
6. «Возможности использования альтернативных источников энергии в Республике Беларусь». ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 11, 2005 г.
7. Georgia’s Initial National Communication Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Tbilisi, 1999.
8. Initial National Communication of the Republic of Kazakhstan under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Almaty, 1998.
9. First National Communication of the Kyrgyz Republic Under the UN Framework Convention on Climate Change.. Bishkek, 2003.
10. First National Communication of the Republic of Moldova Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Republic of Moldova Ministry of Environment and Territorial Development, 2000.
11. Третье национальное сообщение Российской Федерации представленное в соответствии со статьями 4 и 12 рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. Межведомственная комиссия Российской Федерации по проблемам изменения климата. Москва 2002 г.
12. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р.
13. National Action Plan for Climate Change Mitigation. Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Pollution Monitoring Ministry for Nature Protection of the Republic Tajikistan. Dushanbe, 2003.
14. The First National Communication of the Republic of Tajikistan to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Republic of Tajikistan Ministry for Nature Protection. Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Dushanbe, 2002.
15. The First National Communication of the Republic of Tajikistan Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 2 Phase. Capacity Building in Priority Areas. Ministry for Nature Protection of the Republic of Tajikistan. The Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Dushanbe, 2003.

16. Turkmenistan: Initial National Communication on Climate Change. UN Framework Convention on Climate Change. Ministry of Nature Protection. 2000.
17. Initial National Communication of the Republic of Uzbekistan Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 1999.
18. The First National Communication on Climate Change. The United Nations Framework Convention on Climate Change. Ukraine, Kyiv 1998.
19. Site United Nations Framework Convention on Climate Change (<http://unfccc.int>).
20. Jette Findsen. CDM Institutional Frameworks in Southern Europe and CIS. For: UNDP/RBEC/RSF Office. Bratislava, Slovak Republic/ February, 2005.
21. Site <http://cdm.unfccc.int/DNA>.
22. Экологическое партнерство в регионе ЕЭК ООН: Экологическая стратегия для стран Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии, представленная Рабочей группой по Экологической стратегии для стран ВЕКЦА на пятой встрече министров по экологии – «Окружающая среда для Европы», состоявшейся в Киеве, 21-23 мая 2003 г.
23. Site – <http://www.ebrd.org/projects/psd/psd2005/26891.htm>.
24. First National Communication of Azerbaijan Republic, 2000.
25. Site – <http://www.nature-ic.am/CDM/proposal.html#1>.
26. «Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006-2010 годах». ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 11, 2005 г.
27. Site – [http://www.climate.kz/pin/pin\\_for\\_web.htm](http://www.climate.kz/pin/pin_for_web.htm).
28. Site – <http://www.meteo.md/cdm/cdm.html>.
29. Site – [http://www.climate.org.ua/projects/inv\\_projects.html#arena](http://www.climate.org.ua/projects/inv_projects.html#arena).

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### Описание ПСО/МЧР проектов предлагаемых к реализации в энергетике стран СНГ

#### *Азербайджан*

#### Приоритетные проекты по энергоэффективности и освоению новых технологий<sup>35</sup>

Таблица 1.

Название проекта: Внедрение ветряных турбин для производства энергии		
Цель: внедрение современных технологий по производству электроэнергии при использовании ветряных турбин. Осуществление проекта позволит сэкономить топливо и уменьшить выбросы парниковых газов.		
Страна	Сектор	Бюджет
Азербайджан	Энергетика	\$ 800 млн.
Описание: На Апшеронском полуострове количество дней когда сила ветра составляет свыше 8 м/сек составляет порядка 226, в то время как в других регионах страны это число достигает 20-70 дней. Ветры силой от 3 до 5 м/сек преобладают в предгорных районах и низинах. Сила ветра в прибрежных районах варьирует от 6 до 8-20 м/сек. Прибрежные территории и острова являются перспективными для производства ветровой энергии. Экономическая эффективность проекта очевидна. Поскольку производство ветровой энергии может составить до 20% от всего количества и существенно сократит объем потребления топлива. Ветровая энергия может использоваться для ирригации, водяных насосов.		
Ожидаемые результаты: Проект будет существенно способствовать развитию национальной энергетики. Развитие ветряной энергетики позволит сэкономить 2,4 млн. т нефтяного топлива за 20 лет.		
Требуемые технологии: Ветряные энергоустановки различной мощности, ветряные лопасти, ветряные турбины пр.		
Потенциал сокращения парниковых газов: Развитие ветряной энергетики позволит сэкономить 2,4 млн. т нефтяного топлива за 20 лет и сократить выбросы CO <sub>2</sub> на 7.5 млн. т за 20 лет.		

<sup>35</sup> Initial National Communication of Azerbaijan Republic on Climate Change. Phase 2. Capacity Improvement Activities on Climate Change in the Priority Sectors of Economy of Azerbaijan. Baku, 2001

Таблица 2.

Название проекта: Строительство малых ГЭС для использования гидроэнергетических ресурсов		
Цель: строительство малых ГЭС для обеспечения удаленных регионов электроэнергией и сокращения выбросов парниковых газов		
Страна	Сектор	Бюджет
Азербайджан	Энергетика	\$ 820 млн.
Описание: Малая гидроэнергетика располагает существенным энергетическим потенциалом, использовать который в Азербайджане экономически целесообразно. По оценкам, технический потенциал малой энергетики составляет 4,9 млрд. кВт-ч. В то время как экономически эффективный потенциал малых ГЭС оценивается в 1,7млрд. кВт-ч.		
Ожидаемые результаты: реализация проекта позволит обеспечить электроэнергией удаленные регионы, сократить выбросы парниковых газов и создать новые рабочие места.		
Требуемые технологии: Гидрогенераторы различной мощности.		
Потенциал сокращения парниковых газов: реализация проекта позволит сэкономить 30 млн. т у.т. топлива и сократить выбросы CO <sub>2</sub> на 67 млн. т в течении 25 лет.		

Таблица 3.

Название проекта: Пилотный проект по выработке энергии из сельскохозяйственных отходов Нахичеванской АР		
Цель: Главной целью проекта является производство энергии (биогаза) из твердых сельскохозяйственных отходов и пищевых продуктов (фруктов, овощей, прочее) в Нахичеванской АР, где ощущается нехватка электрической энергии.		
Страна	Сектор	Бюджет
Азербайджан	Энергетика	\$ 35 млн.
Описание: Нахичеванская АР граничит с Турцией, Ираном и Арменией и напрямую не связана с остальной частью Азербайджана. В 1999 году Нахичеванская АР произвела 55,6 млн. кВт-ч электроэнергии. Потребление составило более 900 млн. кВт-ч энергии. В настоящее время производство и импорт электрической энергии удовлетворяет на 65-70% внутренние потребности. Статистические данные показывают, что сельскохозяйственное производство дает 80 тыс. т твердых биоотходов.		
Ожидаемые результаты: Использование биогаза в сельских районах позволит сократить использование ископаемого топлива и сократить выбросы парниковых газов.		
Требуемые технологии: Современные технологий для получения энергии из отходов.		
Потенциал сокращения парниковых газов: Осуществление проекта позволит сократить выбросы CO <sub>2</sub> на 25 тыс. т в год.		

Таблица 4.

Название проекта: Пилотный проект по внедрению новых технологий для получения метана из муниципальных отходов и производство энергии в Сумгаите		
Цель: Сокращение выбросов парниковых газов на муниципальных свалках Сумгаита. Использование газа для производства энергии. Распространение результатов проекта в других городах Азербайджана.		
Страна	Сектор	Бюджет
Азербайджан	Энергетика	\$ 5 млн.
Описание: Ежегодно 120-150 тысяч тонн городских отходов собирается на свалках Сумгаита, из которых можно получить 300 тысяч куб. метров метана в год, что составляет более 300 ТДж энергии. Население Сумгаита составляет 300 тысяч человек, которые ежегодно производят 524,8 куб. м. муниципальных отходов. До 1999 года городские свалки не были организованы. В настоящее время отходы регулярно вывозятся на специальные полигоны. Свалки отходов на полигонах загрязняют окружающую среду и создают неприятный запах.		
Ожидаемые результаты: Реализация проекта позволит получать метан и его утилизировать.		
Требуемые технологии: Новые технологии по утилизации отходов и сбору метана (бункеры, коллекторы метана, электрические двигатели, генераторы и пр.).		
Потенциал сокращения парниковых газов: Осуществление проекта позволит ежегодно сокращать выбросы парниковых газов на 4,4 тыс. т в CO <sub>2</sub> -экв.		

Таблица 5.

Название проекта: Использование солнечной энергии для нагрева воды.		
Цель: Проект направлен на: а) использование возобновляемых источников энергии при широкомасштабном внедрении системы отопления и горячего водоснабжения с использованием солнечной энергии, б) уменьшение потребления традиционных энергетических ресурсов и сокращение выбросов парниковых газов.		
Страна	Сектор	Бюджет
Азербайджан	Энергетика	\$ 200 млн.
Описание: В Азербайджане среднегодовая продолжительность солнечной радиации составляет 2200-2600 часов, интенсивность которой достигает 3-6 кВт/куб метр. Этот фактор делает использование солнечной энергии достаточно перспективным. Целесообразность использования солнечной энергии объясняется особенностями размещения производственных мощностей и малых энергопотребителей в децентрализованных районах и, находящихся на больших расстояниях друг от друга.		
Ожидаемые результаты: Проект поможет решить многие проблемы энергообеспечения. За счет реализации проекта будет сэкономлено порядка 1 млн. т у.т. Кроме того дополнительным результатом проекта будет демонстрация использования возобновляемых источников энергии, уменьшение загрязнения и сокращение выбросов парниковых газов.		
Требуемые технологии: Новые солнечные технологии для водонагрева.		
Потенциал сокращения парниковых газов: Осуществление проекта позволит сэкономить 0,13 млн. т у.т. и сократить выбросы CO <sub>2</sub> на 232 тыс. т в течении 10 лет.		

Таблица 6.<sup>36</sup>

<b>Название проекта:</b>	АЗГРЭС восстановление/модернизация электростанции
<b>Страна:</b>	Азербайджан
<b>Номер проекта:</b>	26891
<b>Отрасль:</b>	Электро и энергоснабжение
<b>Государственный/частный:</b>	Государственный сектор
<b>Экологическая категория:</b>	В
<b>Дата получения:</b>	1 Ноября 2005
<b>Статус:</b>	Прошел оценку концепции, Ожидает окончательной оценки
<b>Дата PSD открытия:</b>	16 августа 2005
<b>Дата PSD обновления:</b>	
<b>Описание и цели проекта:</b>	<p>ООО «Азэнерго», государственная энергетическая компания в Азербайджанской республике ведет поиск финансовой банковской поддержки для модернизации 8 двух топливных (мазут и природный газ) энергетических блоков по 300 МВт на АЗГРЭС электростанции, которая расположена около города Мингешаур, 300 км западнее Баку. Станция находится в эксплуатации более 20 лет и требует срочной модернизации. Она представляет исключительное значение для страны, т.к. вырабатывает большую часть электрической энергии потребляемой в Азербайджане и регионе.</p> <p>Целями данного проекта являются: повышение общей эффективности электростанции, вывод ее производственных мощностей на проектный уровень и повышение ее надежности. Предлагаемый проект имеет благоприятное влияние на окружающую среду, сокращая выбросы и повышая эффективность использования топлива.</p> <p>Финансирование ЕБРР имеет целевой характер и направленно на модернизацию турбинного оборудования и осуществление природоохранных мероприятий. Собственные финансовые средства Азэнерго будут использоваться для финансирования срочных работ по дымоходу и водоохлаждающим каналам.</p>
<b>Переходное воздействие:</b>	<p>Предлагаемый проект будет способствовать обеспечению финансовой стабильности электроэнергетического сектора Азербайджана, который в настоящее время получает значительные субсидии.</p> <p>Наряду с повышением эффективности электростанции и изменением структуры затрат Азэнерго, Банк также будет взаимодействовать с руководством Азербайджана для введения необходимых изменений в политику тарифов на электричество с целью введения полной самоокупаемости сектора. Эти изменения будут вводиться постепенно с учетом платежеспособности местных домашних хозяйств</p>
<b>Клиент:</b>	ООО «Азэнерго», государственная энергетическая компания, Республика Азербайджан
<b>Финансирование ЕБРР:</b>	Банк предоставит кредит 100 млн. долларов США под государственную гарантию Правительства Азербайджана.
<b>Общая стоимость проекта:</b>	Общая стоимость проекта 135 млн. долларов США, не включая налоги и таможенные пошлины.

<sup>36</sup> Site – <http://www.ebrd.org/projects/psd/psd2005/26891.htm>

<p><b>Экологическое воздействие:</b></p>	<p><b>Экологическая классификация и обоснование:</b>          Проект прошел оценку В/1, в соответствии с требованием Экологического Аудита и Экологического Анализа, что соответствует Экологической политике и Политике Информирования общественности Банка. Модернизация существующих энергетических установок направленно, в основном, на повышение энергетической эффективности и оперативного контроля наряду с мерами экологического характера, которые можно определить, оценить и смягчить, что является частью экологического анализа.</p> <p>Экологический Аудит и Анализ был осуществлен независимым консультантом и сотрудниками Экологического Департамента Банка, посетившими электростанцию в 2004 году.</p> <p><b>Ключевые экологические задачи и сокращения</b>          Ключевыми экологическими проблемами являются выбросы, связанные с использованием мазута или газа. Исходя из характеристик топливной смеси и расположения электростанций на местности, выбросы не рассматриваются как имеющие значительное негативное воздействие. Основными выбросами предприятия являются: двуокись серы (SO<sub>2</sub>) и оксиды нитраты (NO<sub>x</sub>). Предприятия уже использует местное низкосернистое топливо (0,2% серы). Планируемая модернизация также затронет существующие котлы, включая действующую систему первичного контроля NO<sub>x</sub>, будет произведена установка котлов с низким выбросом NO<sub>x</sub>. Это внесет существенные усовершенствования на электростанции. Предприятие провело оценку воздействия на окружающее воздушное пространство и ее результаты не идентифицировали сколько-нибудь существенного превышения национального или ЕС стандарта качества по окружающему воздуху как результат функционирования электростанции.</p> <p>Система экологического менеджмента и непрерывного мониторинга, как часть инвестиционной программы, будет внедрена в ежедневный график работ во время осуществления программы модернизации</p> <p>Водопотребление и водосток являются существенными элементами системы работы предприятия, имеющего открытую контурную систему охлаждения. Предприятие проведет ревизию и усовершенствует существующую систему охлаждения, скорее всего она останется открытой проходной системой. Использованная вода используется в основном для ирригационных целей и не было отмечено, в этой связи, проблем экологического характера. В соответствии с планом действий, данное ситуация подвергнется переоценке.</p> <p>Предприятие не испытывает существенных проблем с выбросом отходов из-за свойств используемого топлива. Однако, некоторые опасные и не опасные отходы должны быть вывезены на лицензированные свалки. Сегодня такие свалки еще не достаточным образом организованы и в основном отходы складываются на муниципальных свалках. Частью реализации экологического плана действий предусматривается сокращение экологического и гуманитарного рисков.</p> <p>Загрязнение окружающей территории не является существенной проблемой данного предприятия.</p> <p>На предприятии используется асбест и план модернизации включает развитие системы менеджмента по асбесту. Общая культура охраны здоровья и безопасности на предприятии достаточно низка и нуждается в усовершенствовании как часть системы менеджмента защиты</p>
------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

окружающей среды, здоровья и безопасности.

***Экологические возможности.***

Ожидается, что предложенный проект принесет существенный экологический эффект в связи с тем, что модернизированное предприятие будет иметь более высокую эффективность и существенное улучшение будет сделано в части экологического менеджмента и функционирования всего предприятия. Повышение эффективности и переход на другой вид топлива скорее всего приведут к значительному сокращению выбросов и появлению возможных углеродных сокращений. ЕБРР рассматривает этот проект как МЧР и предвидит значительный объем сокращений выбросов в результате реализации данного проекта.

***Краткое изложение Экологического Плана Действий***

Компания должна будет придерживаться экологических норм, норм охраны здоровья и безопасности Азербайджана и экологических стандартов ЕС. Все соответствующие разрешения должны быть получены в период модернизации.

Разработанный Экологический План Действий в настоящее время проходит обсуждение. Порядка 3 млн. евро выделено на экологические усовершенствования. Экологический План Действий включает, в частности контроль выбросов в атмосферу, создание непрерывной системы мониторинга воздуха, менеджмент асбеста, системы управления жилищным хозяйством, общую систему экологического менеджмента, вопросы охраны здоровья и безопасности на энергопредприятии и вспомогательных производствах. Система экологического менеджмента будет разработана на предприятии в течении следующих двух лет.

***Открытость информации и оказание консультативной помощи***

В связи с участием в проекте ЕБРР, компания выпустит краткое описание экологических мероприятий, связанных с реализацией проекта и обобщит меры по сокращению выбросов, план действий и другие согласованные мероприятия.

***Мониторинг и отчетность***

Компания будет проводить мониторинг воздействия на окружающую среду своих действий в соответствии с национальным законодательством и нормами. Банк будет оценивать соответствие проекта законодательным экологическим и социальным требованиям в период жизненного цикла проекта, проводя ежегодную экологическую оценку и, выпуская соответствующий отчет, который будет включать:

- (i) текущее осуществление специфических для проекта мероприятий по защите окружающей среды, охране здоровья и безопасности, в соответствии с программами по периодическому и количественному выборочному контролю
- (ii) статус реализации мер по уменьшению воздействия на окружающую среду. Представитель банка будет периодически посещать предприятие с ревизией.

При необходимости Банк будет посещать предприятия и для проведения мониторинга.



Таблица 7: Перечень мероприятий по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> в энергетическом секторе<sup>37</sup>

Мероприятия	Энергосбережение, РДж	сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , Гг	Необходимые инвестиции, млн. долл. США
Возможности энергосбережения			
Выработка энергии и очистка топлива:			
– установка ПГУ 400 МВт на ГРЭС "Северная" при поддержке кредита от Японского Фонда экономического сотрудничества и развития	11,7	715	320,0
– строительство ПГУ 56.5 МВт на ТЭЦ-1 в Баку, при поддержке кредита от компании АВВ (Швейцария)	2,9	177	55,0
– повышение мощности 8 энергоблоков на АзГРЭС при техническом перевооружении (480 МВт)	9,7	593	300,0
– установка ПГУ 400 МВт на Али-Байрамлинской ГРЭС	11,7	715	320,0
– установка ПГУ на ТЭЦ-1 в Сумгаите (400 МВт)	11,7	715	320,0
– повышение мощности Мингешевирской ГЭС (на 60 МВт) при поддержке кредита ЕБРР	0,7	104	50,0
– строительство Еникендской ГЭС мощностью 112,5 МВт (кредит ЕБРР - 53 млн. долл. США.)	4,1	250	73,0
– ввод в действие Ордубадской ГЭС (32 МВт)	0,4	24	20,0
– строительство мини ГЭС	8,0	489	150,0
– строительство ветряных энергетических установок на Апшеронском полуострове и Нахичеване 15 МВт	0,1	6	20,0

<sup>37</sup> First National Communication of Azerbaijan Republic, 2000

## Армения

Таблица 8.<sup>38</sup>

<b>Название проекта:</b>	Проект сбора свалочного биогаза и выработки электроэнергии в Ереване
<b>Описание проекта:</b>	<p>С 2001 г. корпорация Шимидзу в сотрудничестве с Правительством Армении и мэрией г. Еревана занималось разработкой ТЭО по нескольким проектам по схеме МЧР. Одним из них является данный проект, который предлагает организовать сбор свалочного биогаза на Нубарашенском полигоне твердых бытовых отходов в Ереване, и сжигание метана, - горючего парникового газа, содержащегося в свалочном биогазе, в генераторе с газовым двигателем (ГГД) с целью выработки электричества.</p> <p>Стоимость проекта – 6,83 млн. долл. США.</p> <p>Период передачи кредитов по проекту - 16 лет, и суммарное снижение эмиссий за этот период оценивается в <math>2.16 \times 10^6</math> тонн-СО<sub>2</sub> (здесь и далее «тонн-СО<sub>2</sub>» означает «тонн в СО<sub>2</sub>-эквиваленте») или около 135000 тонн СО<sub>2</sub>.</p> <p>Кроме снижения эмиссий парниковых газов в г. Ереване, ожидается, что данный проект будет способствовать надлежащему содержанию городской свалки и улучшению состояния окружающей среды в окрестностях полигона – уменьшение запаха, улучшение внешнего вида, снижение риска возгорания, и т.д. Проект также будет стимулировать осуществление подобных мероприятия не только в Армении, но в других странах СНГ.</p>
<b>Участники проекта:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Корпорация Шимидзу, японская строительная и инженерная фирма, которая стремится осуществить настоящий проект. Она подготовит PDD (Проектный Документ). Она также планирует инвестировать в проект средства в обмен на CER (Сертифицированные Снижения Эмиссии).</li> <li>• Хоккайдо Электрик Пауэр Компани, Инкорпорейтед, электрическая компания, стремящаяся осуществить данный проект. Она планирует инвестировать в проект средства в обмен на CER.</li> <li>• Мицуи &amp; Ко., Лтд., японская торговая компания, стремящаяся осуществить данный проект. Она планирует инвестировать в проект средства в обмен на CER.</li> <li>• Муниципалитет г. Еревана, местный орган власти, которому принадлежит Нубарашенская свалка ТБО. Она будет предоставлять для проекта землю, воду и на основе субподряда управлять деятельностью проекта, и т.д.</li> </ul>
<b>Техническое описание проекта:</b>	<p>Нубарашенская свалка принимает твердые бытовые отходы города Еревана со времени ее открытия у границы города в 1960 г.</p> <p>Территорию свалки можно разделить на три участка, обозначенные А,</p>

<sup>38</sup> Site – <http://www.nature-ic.am/CDM/proposal.html#1>

В и С, каждый площадью около 20 га. Заполнение участка А началось с 1960 г. и было закончено в 1985 г. Участок В заполняется с 1986 г. по настоящее время; использование участка С планируется в будущем.

Нубарашенская свалка принимает почти весь объем твердых отходов г. Еревана с населением примерно 1 280 000 человек. Основная часть отходов – бытовые отходы, в то время, как промышленные отходы составляют лишь небольшую часть.

Объем отходов, принимаемой свалкой, грубо оценивается в 420-450 т/день или, даже по самым осторожным оценкам, 149100 т/год (предполагая ежедневную работу за исключением конца года и нового года,  $420 \text{ т} \times 355 \text{ дней на } 2004$ ). Однако, так как количество поступающих отходов определяется только по количеству мусоровозов, прибывающих на территорию свалки, отсутствуют точные данные о количественном и качественном составе отходов.

Из-за недостаточного финансирования содержание свалки и эксплуатация тяжелого оборудования не может производиться согласно техническим условиям, и многие машины вышли из строя и находятся в неисправном состоянии. Свалочный биогаз с полигона беспрепятственно выходит в атмосферу, что наносит ущерб окружающей среде. Свалочный биогаз в малых концентрациях является источником дурного запаха, а в больших концентрациях является пожароопасным и взрывоопасным. Кроме того, т.к. основным компонентом биогаза является метан, влияние которого на глобальное потепление учитывается с коэффициентом 21, поэтому он также имеет отрицательное воздействие на глобальную среду обитания.

Данный проект предлагает организовать сбор свалочного биогаза на Нубарашенской свалке (на всех участках свалки, где будет возможно организовать сбор биогаза) в Ереване, столице Армении, и сжигать метан, горючий парниковый газ, содержащийся в биогазе для выработки электроэнергии.

Ожидается, что после осуществления настоящего проекта будет эксплуатация свалки будет производиться согласно техническим условиям, будет выполняться уплотнение отходов и период эксплуатации свалки будет продолжаться до окончания этого проекта.

Электроэнергия, вырабатываемая ГГД будет продаваться в сеть, что даст положительный эффект для прибыльности проекта. При этом необходимо будет обеспечить заключение долгосрочного контракта на покупку электроэнергии между участниками проекта и местной компанией электросетей согласно существующим в Армении правилам.

Предполагается, что мощность ГГД будет составлять 1.7МВт, однако эта мощность будет пересмотрена после установки системы сбора биогаза и подтверждения реальных объемов биогаза. Если обнаружится, что количество выделяющегося биогаза будет слишком маленьким или неустойчивым, то возможно, что участники проекта примут решение отказаться от установки ГГД и будут применять только сжигание газа в факельной установке. С другой стороны,

	после изучения целесообразности установки системы когенерации для снабжения теплом местных потребителей будет принято решение о возможности установки такой системы на свалке.
<b>Дата начала проекта:</b>	В настоящем проекте принимается, что потребуется период строительства 1 год до начала фактической эксплуатации, поэтому установлена дата начала проекта – 1 января 2006 г.
<b>Ожидаемое время работы проекта:</b>	Ожидаемое время работы проекта – 16 лет из условия срока эксплуатации оборудования.
<b>Дата начала первого периода передачи кредитов:</b>	Снижения эмиссий парниковых газов будут создаваться после окончания строительно-монтажных работ по проекту и начала эксплуатации. Соответственно и дата первых снижений эмиссий по проекту будет после окончания строительно-монтажных работ и пуска в эксплуатации, т.е. 1 января 2007 г.  Предварительный график проекта: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 января 2006 г.: Дата начала строительных работ по системе сбора биогаза.</li> <li>• 1 января 2007 г.: Дата начала первого периода передачи кредитов (начало работы системы сбора биогаза)</li> <li>• 1 июня 2008 г.: начало работ по строительству ГГД</li> <li>• 1 января 2009 г.: дата начала эксплуатации ГГД.</li> </ul>
<b>Длительность первого периода передачи кредитов:</b>	7 лет
<b>Информация о финансировании из общественных фондов</b>	Данный проект не получал финансирования по линии ODA (Официальной Помощи Развитию) от японского правительства и не имеет никакого отношения к японским обязательствам по финансированию.

## Грузия<sup>39</sup>

### Малая гидроэнергетика

В соответствии с данными, полученными в результате экспертных оценок соответствующий гидроэнергетический потенциал малых ГЭС оценивается в 10 млрд. кВт-ч час, а экономически эффективный потенциал оценивается в 5-6 млрд. кВт-ч.

1. *Устранение барьеров по развитию малой гидроэнергетики для сокращения выбросов парниковых газов в Грузии.*

2. *Проект Стори ГЭС.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 730 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 8,4 млн. долл. США

3. *Проект восстановления ГЭС Мисакцвели.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 506 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 2,3 млн. долл. США

4. *Проект восстановления ГЭС Инцоба.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 160 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 850 тыс. долл. США.

5. *Проект восстановления ГЭС Абаиа.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 247 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 1,0 млн. долл. США.

6. *Проект восстановления ГЭС Марткопи.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 140 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 750 тыс. долл. США.

### Геотермальное горячее водоснабжение

Выход низко минерализованных геотермальных вод с температурой 50-110<sup>0</sup>С оценивается в 220-250 млн. м<sup>3</sup> ежегодно, и такие источники имеются на 32% территории страны.

1. *Проект геотермального горячего водоснабжения, Тбилиси.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 4,5 млн. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 30,8 млн. долл. США.

2. *Проект геотермального горячего водоснабжения, Зугдиди.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 2,3 млн. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 15,0 млн. долл. США.

3. *Проект геотермального горячего водоснабжения района Ипподром.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 350 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 860 тыс. долл. США.

### Энергия ветра

*"Карэнгеро" – проект ветроэнергетической установки.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (25 лет) составит 825 тыс. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 5 млн. долл. США.

### Солнечная энергия

Грузия обладает существенным потенциалом солнечной энергии для освоения. В соответствии с экспертными оценками, использование 30% потенциала предотвратит сжигание 1,5 млн. т обычного топлива и сократит выбросы CO<sub>2</sub> приблизительно на 2,4-3,0 млн. т.

<sup>39</sup> Georgia's Initial National Communication Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. Tbilisi, 1999

*Теплоснабжение с использованием солнечной энергии в Батуми.* Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов во время всего периода функционирования ГЭС (30 лет) составит 12 млн. т, приблизительный объем необходимых инвестиций составляет 21,8 млн. долл. США.

## Беларусь

**Таблица 9: План строительства и модернизации основных фондов  
Белорусского государственного энергетического концерна на 2006-2010 годы<sup>40</sup>**  
(млн. долларов США)

	Капитальные вложения*					
	всего	в том числе по годам				
		2006	2007	2008	2009	2010
<b>"Брестэнерго"</b>						
Реконструкция Брестской ТЭЦ-1	7,5	2,3	2,3	2,9		
Березовская ГРЭС. Реконструкция и модернизация	56,08		10,25	13,15	18,18	14,5
Барановичская ТЭЦ. Замена турбины	3,6	3,6				
Строительство ГЭС на р. Бобрик, Пинский район, оз. Погост	0,25		0,25			
Строительство Городищенской ГЭС на р. Сервеч, Барановичский район	0,22				0,22	
Строительство ГЭС на р. Щара, Ляховичский район, водохранилище Миничи	0,12		0,12			
РК "Лунинец", 2,5 МВт на древесных отходах	5			1	4	
Строительство мини-ТЭЦ на древесных отходах в г. Пинске	3,7	3,7				
Установка турбины 1,5 МВт на мини-ТЭЦ "Западная"	2,5		2,5			
<b>РУП "Витебскэнерго"</b>						
Лукомльская ГРЭС. Модернизация энергоблоков	48	6	8,4	10,40	9,4	13,8
Белорусская ГРЭС. Установка турбины 1,5 МВт на местных видах топлива	3		3			
РК "Северная", г. Витебск. Установка турбины 2,5 МВт на местных видах топлива	5,9		2	3,9		
Витебская ТЭЦ. Реконструкция турбоагрегатов	10,8		4	6,8		
РК "Ксты". Установка турбины 3,5 МВт	1,6			0,8	0,8	
РК "Барань". Установка турбины 1,5 МВт	1	0,5	0,5			
Восстановление Браславской ГЭС	0,17		0,17			
Строительство Полоцкой ГЭС	43,2			7,2	9,6	26,4

<sup>40</sup> «Государственная комплексная программа модернизации основных производственных фондов белорусской энергетической системы, энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов в 2006-2010 годах». ЭСКО – Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы», № 11, 2005 г.

	Капитальные вложения*					
	всего	в том числе по годам				
		2006	2007	2008	2009	2010
<b>РУП "Гомельэнерго"</b>						
Мозырская ТЭЦ. Перевод на сжигание природного газа	10,24	4	3,12	3,12		
Мозырская ТЭЦ. Газотурбинная надстройка 25 МВт	15		6	6	3	
Светлогорская ТЭЦ. Парогазовая установка 70 МВт	46		14	32		
РК "Рогачев", 2,5 МВт на древесных отходах	5			5		
Жлобинская котельная. Установка ПГУ (ГТУ) 12 МВт	11,1		8,5	2,6		
<b>РУП "Гродноэнерго"</b>						
Гродненская ТЭЦ-2. Реконструкция и модернизация	23,28	10,94	4,38	7,96		
Гродненская ТЭЦ-2. Газотурбинная надстройка 100 МВт	53			12	31	10
Гродненская ГЭС на р. Неман	33,6		8,4	12,4	12,8	
Лидская ТЭЦ. Реконструкция с заменой выбывающего оборудования	21,41	12,5	8,91			
Северная мини-ТЭЦ. Установка ГТУ	5,3	5,3				
Котельная "Неман". Установка газопоршневого ДВС 0,7-1 МВт	1		0,5	0,5		
Восстановление Зельвенской ГЭС	0,3	0,3				
<b>РУП "Минскэнерго"</b>						
Минская ТЭЦ-3. Реконструкция 1-ой очереди (ПГУ-230)	101,7	54,3	47,4			
Минская ТЭЦ-2. Реконструкция (2×ПГУ-31)	29,9		3	7	7,9	12
МТЭЦ-5. Строительство ПГУ-450	92			20	42	30
Жодинская ТЭЦ. Установка котла на древесных отходах	8,98	8,98				
Солигорская ТЭЦ. Энергетический модуль на древесных отходах	6	6				
РК-1 в Борисове. Установка генерирующих мощностей	8,8	4,4	4,4			
РК в г. Вилейке. Энергетический модуль на древесных отходах	3	3				



	Капитальные вложения*					
	всего	в том числе по годам				
		2006	2007	2008	2009	2010
<b><i>РУП "Могилевэнерго"</i></b>						
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция котлоагрегата ТГМ-84Б ст. № 6	6,76	1,56	3,3	1,9		
РК-3 в г. Могилеве. Установка генерирующего оборудования	2,65		0,65	2		
Могилевская ТЭЦ-1. Реконструкция турбин № 3 и 4 с применением современных парогазовых технологий	7			3,4	3,6	
Могилевская ТЭЦ-2. Реконструкция турбин № 2 и 3, АСУ	12,96	1,2	2,2	3,44	3	3,12
Кричевская котельная. Выполнение природоохранных мероприятий	6			2,5	3,5	
Строительство ДнепроГЭС, 5 МВт	1,98					1,98
Восстановление Вихрянской ГЭС, 0,25 МВт	0,36	0,36				
Реконструкция Чигиринской ГЭС	0,24		0,1	0,14		
Реконструкция Осиповичской ГЭС	1		0,5	0,5		

\*Примечание: Капитальные вложения подлежат уточнению при разработке архитектурных проектов на объекты.

## *Казахстан*<sup>41</sup>

### **1. Восстановление гидроэлектростанций (ГЭС) на реке Чарын: ГЭС Актогай № 2 (1000 кВт) и ГЭС Актогай № 1 (800 кВт)**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Талдыкорганская область

**Общая информация:** Основной парниковый газ (ПГ), подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта:** – возобновляемая энергетика

Этот проект по возобновляемой энергетике разработан для производства электроэнергии за счет гидроресурсов и обеспечения местной и/или национальной энергетической сети.

#### **Описание проекта:**

- *Цели:*

Главной целью проекта является демонстрация технической и финансовой целесообразности восстановления существующих в Казахстане старых заброшенных малых и средних гидроэлектростанций. Вторичная цель проекта – развитие малых и средних гидроэлектростанций на многочисленных малых реках Казахстана.

- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*

Актогайские гидроэлектростанции были построены в 1969 году. Их суммарная мощность составляет 1,8 МВт, Актогай № 1 мощностью 800 кВт и Актогай № 2 мощностью 1000 кВт. Работа этих ГЭС была приостановлена в 1971 году по не совсем понятным причинам. Из-за долгого неиспользования ГЭС, перед началом их эксплуатации необходимо провести значительные восстановительные работы. Ожидается, что 30% стоимости проекта пойдет на восстановление или замену электромеханического оборудования гидроэлектростанций, а 70 % – на очистку, ремонт и восстановление водных каналов и труб.

- *Результаты:*

Восстановление малых ГЭС и подсоединение двух ГЭС к существующей местной/национальной электросети для обеспечения электричеством сельских населенных пунктов Талдыкорганской области

- *Сегодняшний статус проекта:*

Для проекта уже разработано предварительное технико-экономическое обоснование.

**Общая стоимость проекта:** 1,15 млн. долларов США.

#### **Ожидаемые экологические выгоды:**

Ежегодный объем снижения выбросов(СВ) – 14689 тонн CO<sub>2</sub>

СВ за время жизни проекта (за 20 лет) – 293788 тонн CO<sub>2</sub>

#### **Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

В стратегии развития энергетики до 2030 года отмечены бассейны рек и регионы для строительства малых гидроэлектростанций. В настоящее время предполагается строительство 23 малых и средних гидроэлектростанций суммарной мощностью 600 МВт. Реализация проекта также будет способствовать созданию новых рабочих мест, улучшению социальной атмосферы и экономическому развитию регионов. Распространение возобновляемой энергетики входит в рамки Национального плана действий и Государственной стратегии развития энергетического сектора Казахстана до 2030 и соответствует обязательствам по РКИК ООН. Малые и средние гидроэлектростанции основаны на использовании потока воды рек и потому незначительно воздействуют или совсем не воздействуют на состояние водных ресурсов или водную экологию.

<sup>41</sup> Site – [http://www.climate.kz/pin/pin\\_for\\_web.htm](http://www.climate.kz/pin/pin_for_web.htm)

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* АО «Жарык» – частная компания

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

**2. Строительство Кербулакской ГЭС мощностью 49,5 МВт**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Южный Казахстан, Алма-Атинская область

**Общая информация:** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта:** возобновляемая энергетика

Капчагайская ГЭС имеет номинальную мощность 364 МВт (4 турбины × 91 МВт каждая). В реальности использовалось меньше (100-200 МВт), кроме 1998 года, когда уровень Капчагай был необычайно высок, и станция использовала около 300 МВт своей мощности (что привело к затоплению низовой реки). Регулирование водотока также позволит главной ГЭС на Капчагае использовать свои мощности более полно и эффективно. Ожидается, что новая Кербулакская ГЭС обеспечит буферный эффект ежедневным и еженедельным колебаниям уровня водотока реки Или, что позволит использовать дополнительные мощности (оцениваемые в 112 МВт, но цифра нуждается в подтверждении) Капчагайской ГЭС в зимний период, соответственно повышая ее используемую мощность.

**Описание проекта:**

- *Цели:*

Основная цель проекта – использование энергии воды для выработки электричества и снижения при этом объемов производства энергии на старых электростанциях, работающих на угольном топливе, и, соответственно, обеспечивая снижение выбросов ПГ

- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*

В ходе проекта предлагается построить малую или средних размеров (49,5 МВт) гидроэлектростанцию (ГЭС) близ Кербулака на реке Или около 23 км вниз по течению от Капчагайской ГЭС. Ежегодно будет производиться до 276,8 ГВт·ч. Подготовка ТЭО финансируется в рамках сотрудничества между Казахстаном и Германией.

- *Результаты:*

Получаемая на Кербулакской ГЭС электроэнергия заменит энергию, получаемую в результате сжигания угля на других станциях. В ходе реализации проекта будет создано 100 новых рабочих мест в отдаленных районах Алма-Атинской области

- *Сегодняшний статус проекта:*

ПредТЭО разработано для проекта.

**Общая стоимость проекта:** 90,0 млн. долларов США (необходимо уточнить)

**Ожидаемые экологические выгоды**

Ежегодный объем снижения выбросов – 380161,5 тонн CO<sub>2</sub>

Объемы снижения выбросов ПГ за время жизни проекта (20 лет) – 7603230 тонн CO<sub>2</sub>

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

В стратегии развития энергетики до 2030 года отмечены бассейны рек и регионы для строительства малых гидроэлектростанций. В настоящее время предполагается строительство 23 малых и средних гидроэлектростанций суммарной мощностью 600 МВт. Реализация проекта также будет способствовать созданию новых рабочих мест, улучшению социальной атмосферы и экономическому развитию. Распространение возобновляемой

энергетики входит в рамки Национального плана действий и Государственной стратегии развития энергетического сектора Казахстана до 2030 и соответствует обязательствам по РКИК ООН.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* Алма-Атинский акимат (областная администрация)

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

**3. Установка газовой турбины с котлом-утилизатором на Уральской теплоэлектростанции (ТЭС)**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Западный Казахстан, город Уральск

**Общая информация:** Основной ПГ, на снижение которого направлен проект – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта** – энергоэффективность

Рынок электроэнергии в Западно-Казахстанском регионе очень беден. Около 85% потребляемой в регионе энергии импортируется из России.

**Описание проекта:**

- *Цели:*  
Цель проекта – заменить импортируемую электроэнергию собственной энергией, производимой на новой электростанции комбинированного цикла.
- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты*  
На сегодняшний день мощность Уральской ТЭС составляет 30 МВт, тепловая мощность 730 Гкал/ч с ежегодной производительностью примерно 150 ГВт-ч электричества. Дефицит электроэнергии Западно-Казахстанской области на 2000 год составил около 540 ГВт-ч и покрывался из России. Японская компания ТОО "Tohoku Electric Power" провела на площадке Уральской теплоэлектростанции исследования, подготовила отчет по ТЭО проекта, которое затем представит в NEDO для участия в тендере. Внедрение современной высокоэффективной технологии комбинированного цикла (пар и газ) для получения электроэнергии и тепловой энергии поможет заменить импорт энергии, производимой на ТЭС России, повысит энергетическую независимость Казахстана. В планах модернизация оборудования и внедрение газотурбинной установки мощностью 26.9МВт и выработкой тепла 30 Гкал/час на площадке Уральской теплоэлектростанции. Установку ГТУ предполагается провести на основе существующей инфраструктуры, такой как сеть распределения тепловой энергии и система труб для подачи газа.
- *Результаты:*  
Эффект энергосбережения составит  $241 \times 10^3$  Гкал/год
- *Сегодняшний статус проекта:*  
МВК предварительно одобрило проект в качестве потенциального проекта СО/МЧР

**Инвестиции в проект:**

Япония: 15385000 долл. США

Казахстан: 2273000 долл. США.

**Общая стоимость проекта:** 19,5 млн. долларов США.

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Объемы снижения выбросов ПГ за год составят 62000 т CO<sub>2</sub>

Сокращения выбросов (СВ) для МЧР 2006-2012 (7 лет) составят 434000 т CO<sub>2</sub>.

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Проект соответствует правительственной программе "Программа развития электроэнергетики до 2030 г.", направленной на обеспечение устойчивого экономического развития Казахстана и создание в Республике эффективной, устойчивой и независимой энергетической системы.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* Уральская теплоэлектростанция

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

#### **4. Утилизация метана шахт Карагандинского угольного бассейна**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Центральный Казахстан, Карагандинский бассейн

**Общая информация:** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CH<sub>4</sub>

**Категория проекта** – утилизация попутного газа

Добыча угля на содержащих метан угольных месторождениях сопровождается испусканием метана. Потенциальное накопление и взрыв метана являются постоянной угрозой для шахты и ее работников не только на эксплуатируемых рудниках, но и на неконтролируемых закрытых шахтах.

**Описание проекта**

- *Цели:*  
Главной целью проекта является улавливание и дальнейшая утилизация выбрасываемого на Карагандинских угольных шахтах метана. Сжигание добываемого на шахтах метана также позволит заменить уголь как источник энергии и потому приведет к снижению выбросов ПГ
- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*  
Ежегодно на шахтах Карагандинского угольного бассейна добывается 8-10 млн. тонн угля с содержанием газа 16-57 м<sup>3</sup> на тонну угля, при этом улавливается 277 млн. м<sup>3</sup> метана: 35 млн. м<sup>3</sup> методом дегазации и 242 млн. м<sup>3</sup> методом вентиляции. В настоящее время из дегазированного объема используется только 12 млн. м<sup>3</sup> метана (4,3%). Нужна местная технология утилизации метана угольных шахт. Метан из системы дренирования газа выпускался в атмосферу. Предлагаемый проект предполагает устройство системы сбора газа (метана) и местное его использование в качестве топлива для горнодобывающего оборудования и получения энергии
- *Результаты:*  
Добываемый метан будет использоваться на двух демонстрационных установках: газовый котел для сжигания метана и угольный котел. Добытый метан будет направляться в угольный котел для повышения уровня эффективности. Также будут введены установки для получения энергии. Необходимо изучить возможности применения метана для бытовых нужд посредством его сбора и накопления в специальных емкостях. Также можно изучить возможность производства из этого метана метанола, который затем используется для повышения октанового числа бензина. Это позволит избежать добавления в бензин свинцовых добавок, что часто делается сегодня
- *Сегодняшний статус проекта:*  
Сделана примерная техническая разработка проекта, однако до сих пор нет настоящего ТЭО

**Общая стоимость проекта:** 3,7 млн. долларов США (следует уточнить).

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Объем снижения выбросов ПГ – не определен

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Проект соответствует программе стратегического развития Казахстана до 2030 года, направленной на обеспечение устойчивого экономического развития Казахстана.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* ТОО «Испат-Кармет»

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

**5. Джунгарская ветростанция мощностью 5 МВт**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Южный Казахстан, Алматинская область

**Общая информация:** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта** – возобновляемая энергетика

**Описание проекта:**• *Цели:*

Главная цель проекта заключается в демонстрации технической возможности и повышении финансовой привлекательности ветроэнергетики в Казахстане, а также обеспечение будущего развития казахстанских богатейших ресурсов энергии ветра. Вторичная цель включает создание технических возможностей строительства и функционирования ветроэлектростанции в Казахстане, и создание основы для привлечения инвестиций для развития ветроэнергетики в Казахстане. Дополнительная цель проекта – обеспечение электроэнергией отдаленных населенных пунктов Талдыкурганской области для поддержания экономического и социального развития региона.

• *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*

Проект нацелен на строительство ветростанции мощностью 5 МВт в районе Джунгарских ворот, где имеются чрезвычайно благоприятные ресурсы ветра. Данные по силе ветра, собранные в течение года в Джунгарских воротах и в Чиликском коридоре Датским институтом RISOE, показали, что ресурсы ветра в этом регионе очень благоприятны для получения ветровой энергии.

• *Результаты:*

Строительство и эксплуатация ветровой электростанции мощностью 5 МВт и присоединение ветростанции к существующим линиям электропередачи 35 кВА для передачи электроэнергии в существующие энергетические системы Алма-Атинского и Талдыкурганского регионов

• *Сегодняшний статус проекта:*

Для проекта разработано предварительное ТЭО. Кроме того, собраны и проанализированы подробные данные мониторинга ветра за 1 год. Группа, работающая над проектом, также приобрела опыт строительства одной пилотной ветровой установки для выработки энергии мощностью 500 КВт в Джунгарских воротах. Эта деятельность помогла доказать возможность использования местного лабораторного оборудования для строительства ветростанции.

**Общая стоимость проекта:** 5,2 млн. долларов США.

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Ежегодный объем снижения выбросов – 21211 тонн CO<sub>2</sub>

Объем снижения выбросов за период жизни проекта (на 20 лет) – 424222 тонн CO<sub>2</sub>.

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Ожидается, что проект будет соответствовать всем природоохранным правилам, нормам и стандартам. Реализация проекта также будет способствовать созданию новых рабочих мест, улучшению социальной атмосферы и экономическому развитию. Распространение возобновляемой энергетики входит в рамки Национального плана действий и Государственной стратегии энергетического сектора Казахстана до 2030 и соответствует обязательствам по РКИК ООН.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* АО «Алматыавтоматика», частная компания

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

**6. Нурлинская ветростанция мощностью 500 МВт**

**Страна и место реализации проекта** Республика Казахстан, Южный Казахстан, Алматинская область

**Общая информация** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта** – возобновляемая энергетика

Проект направлен на использование уникальных условий ветра в Чиликском коридоре, но он испытывает на себе недостатки, вызванные низкими ценами, которые потребители платят традиционным поставщикам электроэнергии.

**Описание проекта**

- *Цели:*

Главной целью проекта является обеспечение дальнейшего развития богатых казахстанских ветряных ресурсов, снижение выбросов ПГ за счет замещения части энергии, производимой на алма-атинских электростанциях ТЭС-2 и ТЭС-3, работающих на угле, а также создание стабильной и независимой энергетической системы Казахстана. Установка роторных ветряных электростанций позволит снизить антропогенное воздействие тепловых электростанций и крупных гидроэлектростанций.

- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*

Проект предусматривает строительство ветровой электростанции мощностью 500 МВт в районе Чиликского коридора, где очень благоприятны ветровые ресурсы. Данные по силе ветра, собранные в течение года в Джунгарских воротах и в Чиликском коридоре Датским институтом RISOE, показали, что ресурсы ветра в этом регионе очень благоприятны для получения энергии ветра.

- *Результаты:*

Строительство и эксплуатация ветростанции мощностью 500 МВт и присоединение ветростанции к существующим линиям электропередачи 110 кВА для передачи электроэнергии в существующие энергетические системы Алма-Атинского и Талдыкурганского регионов. Малайзийский инвестор намеревается взять на себя финансирование проекта.

- *Сегодняшний статус проекта:*

Для проекта было разработано предварительное ТЭО без финансового компонента.

**Общая стоимость проекта:** 550,0 млн. долларов США.

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Ежегодные сокращения выбросов ПГ со времени начала эксплуатации на полную мощность – 1540498 тонн CO<sub>2</sub>

Снижение выбросов за весь период жизни проекта (на 30 лет) – 46214940 тонн CO<sub>2</sub>.

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Ожидается, что проект будет соответствовать всем природоохранным правилам, нормам и стандартам. Реализация проекта также будет способствовать созданию новых рабочих мест, улучшению социальной атмосферы и экономическому развитию. Распространение возобновляемой энергетики входит в рамки Национального плана действий и Государственной стратегии энергетического сектора Казахстана до 2030 и соответствует обязательствам по РКИК ООН.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* АО "Алматыэнергопул», частная компания

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

## 7. Проект утилизации газа – производство электроэнергии 40 МВт

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстана, Центральный Казахстан, Кызылординская область

**Общая информация:** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>

**Категория проекта** – улавливание и использование попутного нефтяного газа для продуктивного использования и переход на другой вид топлива.

**Описание проекта:**

- *Цели:*  
Сбор и использование попутного нефтяного газа, который в настоящее время сжигается в факелах, с нефтяных месторождений Кумкольской группы.
- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты*  
В настоящее время при добыче сырой нефти на месторождениях Кумколь и Южный Кумколь (Центральный Казахстан), средний уровень добычи попутного газа составляет 230-250 млн. м<sup>3</sup> в год (показатель добычи газа равен 82 м<sup>3</sup> на одну тонну добытой нефти). Данный газ имеет низкое содержание серы, высокое содержание жидких углеводородов (C<sub>4</sub>-C<sub>10</sub>), и высокую плотность (~1,14 кг/м<sup>3</sup>). В настоящее время, около 35% добытого газа используется на нефтяных внутрипромысловых вспомогательных объектах (котельные агрегаты и технологические печи), а остаток газа сжигается.
- *Результаты:*  
Уловленный попутный газ будет перерабатываться для отделения тяжелых жидких углеводородов (фракции C<sub>5</sub>+) от попутного неочищенного газа. Жидкая фракция будет экспортироваться вместе с сырой нефтью, тогда как оставшийся попутный газ (с фракциями C<sub>1</sub> до C<sub>4</sub>) будет использоваться для выработки электроэнергии на газотурбинной установке 40 МВт для собственных нужд промысла Кумколь и выдачи избытков электрической мощности в энергосистему Южно-Тургайского бассейна
- *Сегодняшний статус проекта:*  
Технико-экономическое обоснование проекта завершено в 2000 г., получены все разрешения со стороны органов по защите окружающей среды, необходимые на данном



этапе проекта. Одобрен бюджет по разработке детального проекта. В настоящее время проводятся работы по разработке рабочего проекта в ожидании заключения финансовых соглашений по проекту.

**Общая стоимость проекта:** 30,3 млн. долларов США.

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Ежегодный объем снижения выбросов – 520010 тонн CO<sub>2</sub>.

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Проект совместим с государственной политикой развития экономики. При реализации проекта будут созданы новые рабочие места в неблагоприятном Аральском регионе и Кызылординской области, что поможет улучшить экономические и социальные условия региона. Вклад в устойчивое развитие от проекта будет выражен путем максимизации продуктивного использования естественных ресурсов Казахстана взамен их уничтожения. Проект значительно поможет снизить местное загрязнение, связанное с сжиганием попутного газа. Прекратив использование угля, проект так же снизит загрязнение, связанное с производством и использованием электроэнергии, полученной из угля.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* ОАО Харрикейн Кумколь Мунай (ХКМ) выступает единственным спонсором и владельцем данного проекта

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

## **8. Ветряная ферма мощностью 5 МВт в Ерейментау**

**Страна и место реализации проекта:** Республика Казахстан, Северный Казахстан, Акмолинская область

**Общая информация:** Основной парниковый газ, подлежащий сокращению в результате проекта – CO<sub>2</sub>

**Категория проекта** – возобновляемая энергетика

**Описание проекта:**

- *Цели:*

Главная цель проекта заключается продемонстрировать технические возможности для ветроэнергетики в условиях Казахстана, а также послужить примером для будущего внедрения ветроэнергетики в Казахстане. Способствовать уменьшению загрязнения окружающей среды. Дополнительная цель проекта – бесперебойное обеспечение электроэнергией города Ерейментау (130 км на восток от г.Астаны).

- *Текущая ситуация и ожидаемые результаты:*

Данный пилотный ветроэнергетический Проект был определен в рамках Исследования развития рынка Ветровая энергетика в Казахстане, осуществленного Голландским Центром энергетических исследований ECN.

Ерейментау является стратегически важным пунктом начала развития ветровой энергетике в Акмолинской области. Во-первых, ветроресурсы в Ерейментау являются наиболее высокими в области. Во-вторых, Ерейментау расположен вдоль линий электропередач, идущих из Экибастуза в Астану. Ветровая станция повысит надежность обеспечения города энергией и изменит позицию города из простого потребителя в производителя энергии.

- *Результаты:*

Строительство и эксплуатация ветряной фермы мощностью 5 МВт и присоединение ветряной фермы к существующим линиям электропередач (110/35/10) для передачи электроэнергии в существующую энергосистему Акмолинской области. Технология была выбрана таким образом, чтобы ветряная ферма могла работать независимо от существующей системы энергоснабжения.

- *Сегодняшний статус проекта:*

Существующее описание пилотного проекта Ветряная ферма мощностью 5 МВт в Ерейментау, может рассматриваться как (техническое и экономическое) предварительное ТЭО. Собраны и проанализированы подробные данные мониторинга ветра за 1 год ТОО «КАРЭ». Стоимость расходов основывается на возможном варианте выдавать энергию независимо от имеющейся энергосети, в настоящее время такие ветровые турбины являются нестандартными и поэтому более дорогими (в данном случае на 30%).

**Общая стоимость проекта:** 7,2 млн. долларов США.

**Ожидаемые экологические выгоды:**

Ежегодный объем снижения выбросов – 14944 тонн CO<sub>2</sub>

Объем снижения выбросов за период жизни проекта (на 20 лет) – 298880 тонн CO<sub>2</sub>.

**Соответствие национальным и местным целям развития и вклад в устойчивое развитие:**

Ожидается, что проект будет соответствовать всем природоохранным правилам, нормам и стандартам. Реализация проекта также будет способствовать созданию новых рабочих мест, улучшению социальной атмосферы и экономическому развитию региона. Распространение возобновляемой энергетики входит в рамки Национального плана действий и Государственной стратегии энергетического сектора Казахстана до 2030 и соответствует обязательствам по РКИК ООН.

**Владельцы проекта:**

*Проект предлагает:* Проект предлагает: Акимат г. Ерейментау

*Посредник проекта:* Координационный центр по изменению климата

*Контактное лицо:* Канат Байгарин; Тел/факс: (\*\* 7-3172) 717170, 717169, 717173  
Факс + 7 3172 324738

## **9. Проект реконструкции малой ГЭС на Бартогайском водохранилище**

- Проведены исследования силами национальных и зарубежных экспертов компании RA consulting в рамках работы GGERY совместно с разработчиком проекта ТОО "Жарык" по вопросам реконструкции малой ГЭС мощностью 1 МВт и возможности строительства малой ГЭС мощностью 5 МВт. Компания RA consulting представила по результатам исследований отчет в USAID.
- Работы по проекту реконструкции ГЭС-1 МВт продолжаются при поддержке от Акимата области, однако для его завершения разработчику требуется дополнительное финансирование в размере 60,000 долларов США. ТОО "Жарык" и Акимат Алма-Атинской области обращаются с этой целью к инвесторам и готовы к сотрудничеству для завершения проекта. Проект по ГЭС-1МВт соответствует приоритетам Казахстана и имеет финансовую привлекательность с учетом углеродных кредитов, которые будут получены в результате его реализации.

**Координационный центр по изменению климата окажет содействие продвижению проекта.**

Молдова<sup>42</sup>

Таблица 10.

Собственник	Потенциал отходов / потенциал выбросов парниковых газов	Технические данные
<p>1. В результате реализации проекта, администрация г. Яловень ожидает получить соответствующую систему управления отходами, которая станет моделью строительства и содержания свалок. При этом ожидается значительное сокращение выбросов метана на свалке, который будет использоваться для получения энергии для нужд по содержанию свалки. Опыт полученные в данном проекте может быть использован по всей стране для существенного сокращения выбросов метана на свалках. Проект будет осуществляться совместно с местной администрацией Яловень.</p>	<p>Администрация г. Яловень планирует реорганизовать свалку для сокращения выбросов метана и ликвидации опасного загрязнения. Использование выбросов метана будет служить альтернативным источником энергии для содержания свалки. Реализация пилотного проекта на свалке отходов в Яловень будет служить примером для других местных администраций по устойчивому муниципальному менеджменту отходами и обеспечению условий для сокращения выбросов метана. Этот опыт может быть использован 40 городами Республики Молдова.</p>	

<sup>42</sup> Site – <http://www.meteo.md/cdm/cdm.html>

Собственник	Потенциал отходов / потенциал выбросов парниковых газов	Технические данные
<p>2. Сокращение выбросов метана из отстойников коммунальных сточных вод путем реорганизации очистных сооружений в Бельцах в предприятие анаэробной очистки коммунальных биологических отходов и сточных вод.</p> <p>Проект будет выполнен совместно с местной администрацией г. Бельцы</p>	<p>При поддержке Министерства экологии, строительства и территориального развития администрация г. Бельцы, представляемая организацией "Апа-Канал" («Водоканал») Бельцы, которая отвечает за коммунальные водо- и канализационные системы, начала переговоры с ОАО "Интехнаука" по реорганизации отстойника сточных вод г. Бельцы в биогазовое предприятие по очистке муниципальных сточных вод. Администрация г. Бельцы намерена использовать данную возможность по реорганизации отстойника для сокращения выбросов метана и исключения анаэробных процессов на полях аэрации и создания системы отстойника с глубокой системой очистки, которая обеспечит анаэробную окружающую среду и существенное производство метана. Основываясь на предварительных оценках, ожидается реорганизация очистных сооружений Бельц в предприятие анаэробной очистки коммунальных биологических отходов и сточных вод на основе существующего оборудования – двух емкостей для метана объемом 3200 м<sup>3</sup>, которые в настоящее время не в рабочем состоянии.</p>	<p>Разработка пилотного проекта для использования анаэробной очистки коммунальных биологических отходов для получения метана и сокращения выбросов CO<sub>2</sub> (13,450 м<sup>3</sup> - производство биогаза в день), выработка тепловой электрической энергии (при помощи малой электростанции с номинальной мощностью: электричество 1,2 МВт и тепло 1,300 кВт) и сокращения ископаемых энергетических ресурсов (соответствует 1,5 Гг нефтяного экв. в год).</p>
<p>3. Использование солнечной и ветровой энергии как альтернативных источников энергии, для обеспечения г. Тараклия, расположенном на юге республики Молдова, электричеством и горячей водой.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Исследовательский и проектно технологический энергетический центр</li> <li>– "TehInformEnergо" Ltd;</li> <li>– Администрация г. Тараклия</li> <li>– Придприятия</li> </ul>	<p>В условия Молдавии поступление солнечной энергии характеризуется возможностью получения 0,1-0,15 кВт-ч с каждого кв. метра солнечного коллектора. Потенциальный объем энергии полученный с одного м<sup>2</sup> солнечной водогрейной установки оценивается в 150-190 кВт-ч в год. Использование солнечных коллекторов на общей площади 1500 м<sup>2</sup> позволит сэкономить сжигание почти 350 тыс. т традиционного топлива в год. Сокращение CO<sub>2</sub> выбросов составляет почти 700* Гг в год.</p> <p>Выработка электрической энергии на ветровых энергетических установках может достичь 1200-2000 кВт-ч с одной 1 кВт ветряной установки в год.</p>	

<p>свободной экономической зоны г. Тараклия</p> <p>– Институт "EnergoProiect" Министерства промышленности и энергетики Республики Молдова</p> <p>– Энергетический факультет Технического университета Республики Молдова</p>	<p>Использование ветряных установок общей мощностью 0,5 МВт что равняется выработке электроэнергии на уровне 600-1000 МВт-ч в год позволит сэкономить 1290-2150 тыс. т традиционного топлива в год.</p> <p>Сокращение выбросов CO<sub>2</sub> оценивается в 1800–3000* Гг в год.</p>	
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

\* Показатели экономии топлива и сокращения выбросов CO<sub>2</sub> по третьему проекту на наш взгляд рассчитаны неверно.

Так по солнечным коллекторам:

При годовом производстве электроэнергии 150-190 кВт-ч с площади 1 м<sup>2</sup> с объявленной в проекте площади 1500 м<sup>2</sup> можно получить 225-285 тыс. кВт-ч в год. Если предположить, что для производства 1 кВт-ч необходимо затратить 350 г у.т., то общая экономия органического топлива может составить порядка 80-100 т у.т., что позволит сократить выбросы CO<sub>2</sub> (в зависимости от типа сэкономленного топлива) на 130-300 т CO<sub>2</sub> в год а не 700 Гг (700000 т CO<sub>2</sub>). Возможно в описании проекта неверно указана площадь солнечных коллекторов.

Аналогично по ветровым генераторам:

Для производства 600-1000 МВт-ч электроэнергии необходимо затратить порядка 210-350 т у.т. (принято для производства 1 кВт-ч необходимо затратить 350 г у.т.), что позволит сократить выбросы CO<sub>2</sub> (в зависимости от типа сэкономленного топлива) на 350-1000 т CO<sub>2</sub> в год а не 1800-3000 Гг (1800000-3000000 т CO<sub>2</sub>).

## *Российская Федерация*

### **Опыт РАО «ЕЭС России» в реализации ПСО<sup>43</sup>**

Доля РАО в совокупных российских выбросах CO<sub>2</sub> составляет 28%, а в мировых – более 2% и имеет значительный потенциал их сокращения.

Еще в 1998 году в РАО «ЕЭС России» была проведена инвентаризация выбросов парниковых газов за период с 1990 по 1997 год.

В 2000 году Независимой неправительственной организацией по охране окружающей среды (США) с участием Центра подготовки и реализации международных проектов (Россия) была проведена экспертиза сделанной инвентаризации. Эксперты отметили соответствие методологии Пересмотренному руководству МГЭИК (Международная группа экспертов по изменению климата) 1996 г.

В координации действий по привлечению инвестиций в проекты повышения энергоэффективности, ОАО РАО «ЕЭС России» в 2001 году учредило Энергетический углеродной фонд.

Основными направлениями Фонда являются:

- Инвентаризация парниковых газов,
- Создание корпоративной системы учета и мониторинга парниковых газов,
- Привлечение «углеродных инвестиций» в проекты дочерних обществ РАО «ЕЭС России»

### **Цели и результаты инвентаризации парниковых газов:**

- оценка уровня выбросов парниковых газов предприятиями РАО «ЕЭС России», в том числе базового 1990 года,
- разработка национальных коэффициентов эмиссии парниковых газов и методологии учета выбросов,
- создание системы мониторинга выбросов парниковых газов на уровне РАО «ЕЭС России» (оценка, учет и архивирование данных).

В результате проделанной работы:

- ранее проведенная инвентаризация была дополнена до 2004 года, а также данными по выбросам от вспомогательных производств,
- были определены локальные коэффициенты эмиссии для основных типов топлив, сжигаемых на ТЭС,
- разработана методика учета выбросов парниковых газов на объекте,
- на корпоративном уровне введена отчетность дочерних обществ по выбросам парниковых газов,
- определено, что для электроэнергетики характерны 4 (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SF<sub>6</sub>) из 6 основных типов парниковых газов.

Данные инвентаризации были использованы при подготовке 2 и 3 национальных сообщений.

В настоящее время проводится пообъектная инвентаризация с целью создания корпоративной системы учета и мониторинга ПГ.

---

<sup>43</sup> Materials of Energy Carbon Fund

## **Цели и задачи корпоративной системы учета и мониторинга выбросов парниковых газов:**

Предполагается, что корпоративная система учета и мониторинга ПГ будет реализована в два этапа:

- Этап 1 (максимальная автоматизация и повышение оперативности учета)
  - Построение системы учета и мониторинга выбросов парниковых газов.
  - Построение системы отчетности по выбросам парниковых газов на различных уровнях (ДЗО, ТЭС, регион и т.д.)
  - Проведение анализа, прогноз сценариев изменения уровня выбросов.
  - Повышение информационной прозрачности и достоверности данных о выбросах парниковых газов.
- Этап 2
  - Информационная поддержка механизма переуступки квот на выбросы парниковых газов.
  - Построение системы внутрикорпоративного рынка торговли квотами.

Реализация второго этапа зависит от позиции Российской Федерации по посткиотскому периоду, а также по реализации в стране всех механизмов Киотского протокола (в настоящее время в Российской Федерации возможна реализация только одного из них – проекты совместного осуществления).

## **Схема подготовки проектов совместного осуществления (ПСО)**

Энергетический углеродный фонд обеспечивает сопровождение проекта от самого начала и до заключения контракта, включая:

- Поиск потенциального углеродного инвестора,
- Подготовку всей необходимой документации,
- Организация международной экспертизы проекта,
- Регистрация проекта в национальных и международных органах,
- Подготовка и согласование проекта договора о покупке-продаже единиц сокращенных выбросов.

ЭУФ также оказывает услуги по сопровождению проекта после заключения договора – консультации по мониторингу фактических сокращенных выбросов парниковых газов, их верификации и передачи в страну-инвестор (т.е. до 2013 года).

## **Практический опыт Фонда в подготовке ПСО**

Фонд совместно с АО-энерго осуществляет практические действия на формирующихся мировых углеродных рынках, принимают участие в международных тендерах на закупку сокращенных выбросов парниковых газов.

Более 10 проектов представлялось различным потенциальным «углеродным инвесторам».

Фонд совместно с ДЗО принял участие в 5 тендерах на закупку сокращенных выбросов ПГ.

Ни один из проектов не был отклонен по причине его несоответствия целям Киотского протокола или некачественной подготовки документации. В основном это либо не

ратификация КП Российской Федерацией на тот период, либо отсутствие т.к. называемого письма одобрения Правительства РФ, гарантирующего передачу сокращенных выбросов в страну инвестор.

Тем не менее, 28 июня Хабаровскэнерго и Оренбургэнерго подписали контракты с Датским агентством по охране окружающей среды. Контракты вступят в силу с момента получения ими письма одобрения.

### **Схема зеленых инвестиций**

В настоящее время, до выполнения РФ всех условий КП для нашей страны с целью продажи выбросов ПГ доступен только один из механизмов КП – ПСО (Track 2).

К сожалению, механизм ПСО по track 2 (вариант или путь два) – является довольно сложным и громоздким. Механизм накладывает ограничения на масштабность проектов (например, строительство ГЭС мощностью более 200 МВт не может считаться ПСО). В силу существенных транзакционных издержек нерентабельно реализовать по этой схеме малые проекты (до 5-10 МВт). Наконец, существующие методики обоснования условия дополнительности из-за своей наукообразности также могут поставить барьер на пути реализации проектов по схеме ПСО.

В результате реализации ПСО производятся единицы сокращенных выбросов (ЕСВ). Цена на ЕСВ гораздо ниже, чем на обязательства (квоту) Российской Федерации по КП, так называемые единицы установленного количества (ЕУК).

Разница в цене между ЕУК и ЕСВ обусловлена тем, что ЕУК могут быть переданы другой стране в течение «24 часов» после совершения сделки, а ЕСВ - только по факту их производства (в 2009 году по факту их производства в 2008 и т.д.). Т.е. при реализации ПСО сделка совершается на поставку товара в будущем, что влечет за собой определенные риски.

Поэтому более привлекательным выглядит реализация проектов по другим схемам, в частности схеме зеленых инвестиций (СЗИ).

СЗИ представляет собой гибридную схему – с одной стороны продажа наиболее ликвидного товара – ЕУК под целевое использование этих средств для финансирования проектов, приводящих к сопоставимому сокращению ПГ в будущем.

Однако реализация СЗИ возможно только при условии выполнения Россией всех условий КП (создания национального кадастра выбросов, регистра и т.д.), т.е. не ранее, чем через 1,5-2 года.

В табл. 6.11 приведен список ПСО, подготовленный специалистами Энергетического углеродного фонда.

В табл. 6.12 приведен список инвестиционных проектов (возможных ПСО), предполагаемых к реализации Департаментом топливно-энергетического хозяйства г. Москвы.



Таблица 11: Список потенциальных проектов совместного осуществления.

Проект	Кап. вложения тыс. \$	Сокращения выбросов тыс. тСО <sub>2</sub> (2008-2012)	Собственник проекта	Состояние проекта
Перевод Амурской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа	10800	1200	ОАО «Хабаровскэнерго»	Контракт на покупку сокращенных выбросов
Реконструкция Медногорской ТЭЦ с выработкой электроэнергии по парогазовому циклу	14000	184	ОАО «Оренбургэнерго»	Контракт на покупку сокращенных выбросов
Перевод Хабаровской ТЭЦ-1 с угля на сжигание в качестве топлива природного газа	31500	6000	ОАО «Хабаровскэнерго»	Международная экспертиза PDD
Перевод Хабаровской ТЭЦ-2 с мазута на сжигание в качестве топлива природного газа	22000	210	ОАО «Хабаровскэнерго»	Документация по проекту совместного осуществления (PDD)
Замена гидротурбины № 24 ОАО «Камская ГЭС	18,2	62	ОГК7 (ОАО «Камская ГЭС»)	Предварительная информация о проекте (PIN)
Реконструкция Белгородской ТЭЦ	-	500	ТГК-4 (ОАО «Белгородэнерго»)	Заключен договор с собственником проекта с целью его реализации как ПСО
Строительство ветроустановок мощностью 3 МВт в п. Тикси Республики Саха (Якутия)	-	21	ОАО «Сахаэнерго»	Заключен договор с собственником проекта с целью его реализации как ПСО
Строительство и монтаж малой ГЭС мощностью 5 МВт на р.Саккырыр в Республике Саха (Якутия)	-	75		
Модернизация конденсационной части ОАО «Киришская ГРЭС» на базе парогазовой технологии. (750 МВт).	255000	2500	ОГК6 (ОАО «Киришская ГЭС»)	Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
Строительство строительства ГТУ-ТЭЦ в городе Энгельс	19000	350	ЗАО "Геотекс"	Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)

Проект	Кап. вложения тыс. \$	Сокращения выбросов тыс. тСО <sub>2</sub> (2008-2012)	Собственник проекта	Состояние проекта
Строительство геотермальной установки бинарного цикла мощностью 6.5 МВт на Верхне-Мутновской ГеоЭС	10300	175	ОАО «ДВЭУК»	ОАО «Геотерм» Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
Техническое перевооружение Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 с переводом котлоагрегатов на природный газ	11400	775		ОАО «Камчатскэнерго» Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
Перевод на сжигание природного газа Сахалинской ГРЭС	13300	1700		ОАО «Сахалинэнерго» Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
Перевод на сжигание природного газа Южно-Сахалинской ТЭЦ-1	20500	2600		ОАО «Сахалинэнерго» Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
ГЭС-2 каскада Толмачевских ГЭС (25 МВт)	23000	340		Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)
Утилизация шахтного метана на предприятиях ОАО "Воркутауголь"	-	4900	ОАО «Северстальресурс» Потенциальный ПСО (переговоры с собственником проекта)	
Применение на Ульяновской ТЭЦ-3 газотурбинной надстройки перед водогрейными котлами.			ОАО «Ульяновскэнерго» Возможный ПСО	
Перевод котлоагрегатов ст.№ 8, 9 Омской ТЭЦ-4 на природный газ			ОАО АК «Омскэнерго» Возможный ПСО	
Частичный перевод Черепетской ГРЭС на сжигание природного газа			ОАО «Черепетская ГРЭС» Возможный ПСО	

**Табл. 12: Проекты сокращения выбросов парниковых газов предлагаемые к реализации Департаментом топливно-энергетического хозяйства г. Москвы**

Проект	Кап. вложения тыс. \$	Сокращения выбросов тыс. тСО <sub>2</sub> (2008-2012)	Собственник проекта	Состояние проекта
Строительство ГТУ-ТЭЦ «Молжаниновка» электрической мощностью 180 МВт и тепловой – 380 Гкал/ч	245,22	663,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ «Щербинка» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 235 Гкал/ч	129,76	311,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Коломенская» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 173 Гкал/ч	165,38	523,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Бабушкино-1» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 151 Гкал/ч	132,54	333,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Ростокино» электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 151 Гкал/ч	132,54	333,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Теплый стан» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 173 Гкал/ч	165,38	523,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Жулебино» электрической мощностью 60 МВт и тепловой – 75 Гкал/ч	81,89	220,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Химки-Ховрино» электрической мощностью 12 МВт и тепловой – 24 Гкал/ч	29,29	0,3*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО

\* Примечание: Предварительная оценка сокращения выбросов СО<sub>2</sub> выполнена нами при подготовке этого раздела.

Проект	Кап. вложения тыс. \$	Сокращения выбросов тыс. тСО <sub>2</sub> (2008-2012)	Собственник проекта	Состояние проекта
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС-2 в г. Зеленограде электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 115 Гкал/ч	119,61	348,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС-4 в г. Зеленограде электрической мощностью 90 МВт и тепловой – 115 Гкал/ч	119,61	348,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ПГУ-ТЭС на существующей РТС «Строгино» электрической мощностью 256 МВт	305,67	1494,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на существующей РТС «Перово» электрической мощностью 12 МВт и тепловой – 24 Гкал/ч	29,29	0,3*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на новой площадке «пос. Северный» электрической мощностью 50 МВт и тепловой – 180 Гкал/ч	88,93	168,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО
Строительство ГТУ-ТЭЦ на новой площадке «Митино» электрической мощностью 135 МВт и тепловой – 273 Гкал/ч	179,52	507,0*	Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы	Возможный ПСО

\* Примечание: Предварительная оценка сокращения выбросов СО<sub>2</sub> выполнена нами при подготовке этого раздела.

## Таджикистан

### Проекты для финансирования в приоритетных секторах<sup>44</sup>

**Таблица 13.**

Название проекта: Внедрение системы солнечного теплоснабжения в жилом секторе г. Душанбе.		
Цель: Использование энергии солнца для производства горячей воды и обогрева помещений.		
Страна	Сектор	Объем финансирования
Таджикистан	Энергетика	250 тыс. долл. США
Описание: Количество поступающей солнечной энергии в г. Душанбе является достаточным для эффективного ее использования в течение года. Продолжительность солнечного сияния в г. Душанбе составляет 2800 часов с уровнем солнечной радиации за сутки от 95 Вт/кв.м в зимний период до 317 Вт/кв.м в летний период. Технология солнечного отопления широко применяется в мировой практике. Целесообразно ее внедрение в Таджикистане для повышения уровня энергообеспечения населения и экономии ископаемого топлива. Проектом предусматривается установка солнечных коллекторов общей площадью 2000 кв.м.		
Ожидаемые результаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Замещение потребления ископаемого топлива на солнечную энергию.</li> <li>• Обеспечение населения тепловой энергией и горячей водой в эквиваленте потребления 3 млн. кВт. ч. в год.</li> <li>• Уменьшение выбросов парниковых газов.</li> <li>• Демонстрация возможностей использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии.</li> </ul>		
Требуемые технологии: Внедрение высокоэффективных солнечных коллекторов.		
Потенциал воздействия на выбросы ПГ: Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> на 700 тонн в год.		

<sup>44</sup> The First National Communication of the Republic OF Tajikistan Under THE United Nations Framework Convention ON Climate Change. 2 Phase. Capacity Building in Priority Areas. Ministry for Nature Protection of the Republic of Tajikistan. The Main Administration on Hydrometeorology and Environmental Monitoring. Dushanbe, 2003

**Таблица 14.**

Название проекта: Внедрение биогазовых установок малой мощности для получения электрической и тепловой энергии в сельских школах.		
Цель: Снижение выбросов метана от отходов и сопутствующее производство энергии.		
Страна	Сектор	Объем финансирования
Таджикистан	Энергетика	50 тыс. долл. США
Описание: Министерства и ведомства республики в сотрудничестве с международными организациями участвуют в строительстве, реконструкции и компьютеризации сельских школ. Однако во многих случаях в сельских населенных пунктах наблюдается дефицит электроэнергии, что значительно снижает эффективность проведенных мероприятий. Внедрение биогазовых установок будет способствовать решению указанной проблемы и обеспечит сокращение выбросов метана за счет утилизации отходов, образующихся в сельской местности. Проектом будут созданы предпосылки для распространения опыта на другие регионы республики.		
Ожидаемые результаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение выбросов метана.</li> <li>• Производство электричества и тепловой энергии для сельских школ.</li> <li>• Утилизация отходов.</li> <li>• Улучшение уровня социально-экономического развития сельских регионов.</li> </ul>		
Требуемые технологии: Типовая биогазовая установка малой мощности		
Потенциал воздействия на выбросы ПГ: Снижение выбросов CO <sub>2</sub> на 300 тонн в год.		

**Таблица 15.**

Название проекта: Строительство малой ГЭС «Сангикар»		
Цель: Обеспечение гидроэлектроэнергией жителей труднодоступных регионов Гармского района и уменьшение вырубки лесных ресурсов		
Страна	Сектор	Объем финансирования
Таджикистан	Энергетика	410 тыс. долл. США
Описание: В настоящее время электроснабжение потребителей в труднодоступных регионах практически отсутствует. В результате социально-экономический уровень развития этих регионов низкий, население в качестве источника энергии использует лесные ресурсы. Вырубка лесов сопровождается усилением эрозионных процессов, увеличением риска природных стихийных бедствий, сокращением биоразнообразия. Сооружение МГЭС на р. Сангикар, Гармского района, обеспечит население гидроэлектроэнергией, улучшит социальные условия и будет способствовать экономическому развитию.		
Ожидаемые результаты: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспечение жителей гидроэлектроэнергией в количестве 3 млн. кВт-ч в год.</li> <li>• Снижение вырубки лесов.</li> <li>• Сокращение потребления ископаемого и древесного топлива.</li> </ul>		
Требуемые технологии: Оборудование малой ГЭС с нижеследующими характеристиками: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Установленная мощность (N) – 500 кВт.</li> <li>• Расчетный напор (H) – 25 м.</li> <li>• Расчетный расход (Q) – 2,5 куб. м/с.</li> <li>• Число агрегатов – 1 шт.</li> </ul>		
Потенциал воздействия на выбросы ПГ: Уменьшение выбросов CO <sub>2</sub> на 3,5 тыс. тонн в год, по сравнению с использованием ископаемого и древесного топлива.		

**Таблица 16.**

Название проекта: Строительство малой ГЭС «Тутек».		
Цель: Обеспечение гидроэлектроэнергией жителей труднодоступных регионов Гармского района и уменьшение вырубki лесных ресурсов.		
Страна	Сектор	Объем финансирования
Таджикистан	Энергетика	676 тыс. долл. США
<p>Описание:</p> <p>В настоящее время электроснабжение потребителей в труднодоступных регионах практически отсутствует. В результате социально-экономический уровень развития этих регионов низкий, население в качестве источника энергии использует лесные ресурсы. Вырубка лесов сопровождается усилением эрозионных процессов, увеличением риска природных стихийных бедствий, сокращением биоразнообразия. Сооружение МГЭС на р. Тутек, Гармского района, обеспечит население гидроэлектроэнергией, улучшит социальные условия и будет способствовать экономическому развитию.</p>		
<p>Ожидаемые результаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспечение жителей гидроэлектроэнергией в объеме 3,9 млн. кВт-ч в год.</li> <li>• Снижение вырубки лесов.</li> <li>• Сокращение потребления ископаемого и древесного топлива.</li> </ul>		
<p>Требуемые технологии:</p> <p>Оборудование малой ГЭС с нижеследующими характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Установленная мощность (N) – 650 кВт.</li> <li>• Расчетный напор (H) – 35 м.</li> <li>• Расчетный расход (Q) – 2,25 куб. м/с.</li> <li>• Число агрегатов – 2 шт.</li> </ul>		
Потенциал воздействия на выбросы ПГ: Уменьшение выбросов CO <sub>2</sub> на 4 тыс. тонн в год, по сравнению с использованием ископаемого и древесного топлива.		

**Таблица 17.**

Название проекта: Строительство малой ГЭС «Хорма».		
Цель: Обеспечение гидроэлектроэнергией жителей труднодоступных регионов Больджуанского района и уменьшение вырубки лесных ресурсов.		
Страна	Сектор	Объем финансирования
Таджикистан	Энергетика	462 тыс. долл. США
<p>Описание:</p> <p>В настоящее время электроснабжение потребителей в труднодоступных регионах практически отсутствует. В результате социально-экономический уровень развития этих регионов низкий, население в качестве источника энергии использует лесные ресурсы. Вырубка лесов сопровождается усилением эрозионных процессов, увеличением риска природных стихийных бедствий, сокращением биоразнообразия. Сооружение МГЭС на р. Хорма родникового питания в Больджуанском районе, обеспечит население гидроэлектроэнергией, улучшит социальные условия и будет способствовать экономическому развитию.</p>		
<p>Ожидаемые результаты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспечение жителей гидроэлектроэнергией в объеме 2,1 млн. кВт-ч в год.</li> <li>• Снижение вырубки лесов.</li> <li>• Сокращение потребления ископаемого и древесного топлива.</li> </ul>		
<p>Требуемые технологии:</p> <p>Оборудование малой ГЭС с нижеследующими характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Установленная мощность (N) – 360 кВт.</li> <li>• Расчетный напор (H) – 48 м.</li> <li>• Расчетный расход (Q) – 0,96 куб. м/с.</li> <li>• Число агрегатов – 1 шт.</li> </ul>		
Потенциал воздействия на выбросы ПГ: Уменьшение выбросов CO <sub>2</sub> на 2,5 тыс. тонн в год, по сравнению с использованием ископаемого и древесного топлива.		

## Узбекистан

Таблица 18: Предварительный перечень мер по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> в энергетическом секторе<sup>45</sup>

Мероприятия	Объем энергосбережения (000.0 т.н.э.)	Объем сокращений CO <sub>2</sub> выбросов (000.0 т)	Требуемые инвестиции (млн. долл. США)
Электроэнергоснабжение			
Модернизация 2 энергоблоков по 300 МВт каждый на Сырдарьинской ТЭС (кредит ЕБРР)	65.0	163.0	27.8
Модернизация Ташкентской ТЭС – установка ПГУ 370 МВт (направлена кредитная заявка)	316.0	790.0	221.0
Модернизация Навоийской ТЭС – установка ПГУ 200 МВт (финансовый анализ при участии Mitsubishi в работе)	112.0	280.0	120.0
Модернизация Мубарекской районной ТЭС – установка ПГУ 240 МВт (финансовый анализ при участии АВВ в работе)	56.0	140.0	60.0
Установка ПГУ 240 МВт на Новоангренской ТЭС (финансовый анализ при участии Mitsui в работе)	164.0	410.0	150.0
Установка газотурбинной установки на Ферганской ТЭС (2×60 МВт)	102.0	236.3	48.0
Установка газотурбинной установки на Ташкентской ТЭС (2×16 МВт)	27.6	63.8	12.8
Установка газотурбинной установки на Кокандской ТЭС (2×16 МВт)	13.8	31.9	6.4
Установка газотурбинной установки на Ферганской ТЭС (2×16 МВт)	6.9	16.0	3.2
Установка газотурбинной установки на ТЭС (2×16 МВт) в Ургенч	13.8	31.9	6.4
Строительство ПГУ 240 МВт на Бухарэнергомарказ	128.6	297.7	131.9
<i>Всего</i>	<i>1005.7</i>	<i>2460.6</i>	<i>787.5</i>
Возобновляемые источники энергии			
ГЭС малой мощности	360.0	900.0	300.0
ГЭС Пшкент	240.0	600.0	420.0
<i>Всего</i>	<i>600.0</i>	<i>1500.0</i>	<i>720.0</i>

<sup>45</sup> Initial National Communication of the Republic of Uzbekistan Under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 1999.



## Украина<sup>46</sup>

### **1. Ветроэнергетический проект в Донецке**

**Сектор:** Энергетика (Альтернативные источники энергии)

**Партнер/Заявитель:** Донецкая региональная государственная администрация

**Общая информация:**

Донецкий область является крупнейшим промышленным и энергопотребляющим районом Украины. Энергетика области представлена тепловыми электростанциями, работающими на низкокалорийном энергетическом угле. Эти станции являются значительными источниками загрязнений окружающей среды выбросов парниковых газов.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Донецкая областная государственная администрация совместно с компанией ВИНДЭНЕРГО разрабатывают программу замещения мощностей электрических станций ветровыми энергетическими станциями с целью сокращения выбросов парниковых газов и улучшения качества окружающей воздушной среды. Программа предусматривает, что 20-30% электроэнергии будет вырабатываться в регионе ветряными установками. Например, планируется заменить один блок на Вуглегорской ТЭС, ветровой электростанцией мощностью 500 МВт. Это поможет существенно сократить сжигание органического топлива и сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 2,5 млн. т. Осуществление данного проекта требует подготовки технико-экономического обоснования.

**Предполагаемые затраты:**

Предварительные оценки показывают, что для разработки ТЭО необходимо US\$ 200,000–250,000, которое определит полную стоимость проекта

**Условия финансирования**

Донецкая областная администрация рассмотрит предложения по финансированию проекта. Часть затрат будет профинансированы из областного бюджета.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Центр по изменению климата или Татьяне Бородиной, Заместителю руководителя Департамента энергетики и энергообеспечения Донецкой областной администрации тел. (38062) 290-72-62, факс (38062) 334-40-27, e-mail: info@rada.donetsk.ua

### **2. Совместное производство тепла и электроэнергии на предприятии НОРД**

**Сектор:** совместное производство тепла и электроэнергии

**Партнер/Заявитель:** ОАО “НОРД” (Донецк)

**Общая информация:**

Компания НОРД работает с середины 60-х годов. Основной продукцией являются домашние холодильники и компрессоры. До середины 1980-х гг. Компания выпускала холодильники по

---

<sup>46</sup> Site – [http://www.climate.org.ua/projects/inv\\_projects.html#arena](http://www.climate.org.ua/projects/inv_projects.html#arena)

торговой маркой «Донецк». В настоящее время холодильники производятся под торговыми марками NORD и OCEAN. Компания работает по полному производственному циклу. В начале 90-х компания была приватизирована как ОАО и как часть группы "NORD". В группу входит 15 предприятий размещенных в 5 областях Украины, на которых работает 15000 человек. Основной продукцией предприятий являются бытовые машины: холодильники, стиральные машины, кондиционеры воздуха. ОАО "NORD" является головным предприятием Группы NORD Group, на котором работают 5600 человек. Годовое производство составляет 400000 холодильников и 50000 компрессоров. Продукция поставляется на рынок Украины и экспортируется в страны СНГ, Восточной и Западной Европы и страны Латинской Америки.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

В целях повышения эффективности работы предприятия, компания планирует модернизировать котельную и установить генератор мощностью 15 МВт. Генератор должен обеспечить устойчивое энергообеспечение предприятие в часы пиковых нагрузок и возможность продажи излишков электроэнергии и тепла. В концепции по реализации проекта рассматривается использование органического топлива и шахтного метана для тепло и энергоснабжения, что должно уменьшить выбросы парниковых газов.

**Предполагаемые затраты:**

По предварительным оценкам для реализации проекта необходимо US\$ 5 млн., включая US\$ 50000 на технико-экономическое обоснование.

**Условия финансирования:**

Компания готова рассмотреть финансовые предложения, в которых подготовка ТЭО будет являться грантом. Для финансирования проекта подходят различные формы – банковский кредит, финансовый или оперативный лизинг, создание дочернего предприятия (инвестирование в акционерный капитал).

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут контактировать с Центром по изменению климата или Г.Геером, Директором института холодильной промышленности по тел. (38062) 269-1410

**3. Создание энергетической установки для утилизации попутного газа на Качановском газоперерабатывающем заводе**

**Сектор:** Топливо-энергетический (производство жидкого топлива и попутного газа\_

**Партнер/Заявитель:**

Государственное предприятие “Нафта”, Полтавская область, Глинско-Розбышевское месторождение, Качановский газоперерабатывающий завод.

**Общая информация:**

Анализ энергетических ресурсов и потенциала энергосбережения Гадяцкого района показывает широкие возможности для производства электроэнергии на попутном газе. Почти 50000 м<sup>3</sup> попутного газа сжигается в факелах ежедневно на Глинско-Розбышевском месторождении, что составляет 18.25 млн. м<sup>3</sup> в год.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Использование попутного газа для производства дешевой тепловой и электрической энергии, и сокращения выбросов CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> в атмосферу, действующим предприятием.

**Техническая информация:**

Установка газодизельного генератора для использования попутного газа на Качановском газоперерабатывающем заводе для производства 60 млн. кВт час электроэнергии в год. Ежегодная экономия природного газа составит в Гадяцком районе 15 млн. м<sup>3</sup>. Годовое сокращение выбросов парниковых газов оценивается в 591000 тонн CO<sub>2</sub> экв.. Жизненный цикл проекта 10 лет.

**Предполагаемые затраты:**

Предварительные затраты оцениваются в \$3 млн., включая \$2,5 млн. На генераторные блоки, \$100000 для приобретения другого оборудования, \$350000 для пуско-наладочных работ. Прогнозный срок окупаемости проекта составляет 2 года.

**Условия финансирования:**

Проект требует подготовки ТЭО и заявитель готов рассматривать инвестиционные предложения.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Исследовательский центр по изменению климата в Киеве или, или

Саченко Г.И., Директор Качановского газоперерабатывающего завода,  
тел. (3805354) 20-574, или

Стогний В.С, Директору украинского отделения «Международного Центра Научной Культуры – Всемирная лаборатория», по тел. (38044) 216-69-40, fax. (38044) 216-70-12

#### ***4. Установка котлов тепло утилизаторов и паровых турбин на компрессорной станции КС-33 “Гребинковская” (газопровод Уренгой-Помары-Ужгород)***

**Сектор :** производство электроэнергии на отводящейся тепловой энергии

**Партнер/Заявитель:**

Компрессорная станция КС-33 “Гребинковская” газопровода Уренгой-Помары-Ужгород

**Общая информация:**

Газокомпрессорные станции используют газ из газопровода для своей работы. В настоящее время высокотемпературные отводящиеся газы этих турбин почти не используются.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Сокращение выбросов CO<sub>2</sub> за счет использования вторичного тепла для выработки электричества. Сокращение выбросов на почти 150000 т CO<sub>2</sub> эквивалента в год может быть достигнуто в результате реализации данного проекта. Положительный опыт реализации данного проекта может быть использован на других компрессорных станциях.

**Техническая информация:**

Модифицированные котлы утилизаторы, паровые турбины и турбогенераторы для выработки электрической энергии из отводного тепла и поставка его в национальную сеть. Это повысит эффективность существующих турбин и сократит выбросы парниковых газов одноцикловых компрессорных станций. Утилизация отводных газов шести агрегатов компрессорной станции позволит создать дополнительные 30 МВт установленных генерирующих мощностей, которые смогут произвести до 200 млн. кВт-ч и сэкономить 80000 тонн условного топлива.

**Предполагаемые затраты:**

Модификация одной турбины оценивается в \$500000 – \$700,000. Ожидаемое время окупаемости составляет 8-10 месяцев, при поставке электроэнергии в сеть. Эксплуатационные затраты по проекту оцениваются в \$18000 в год.

**Условия финансирования:**

Заявитель рассмотрит предложения по финансированию, кредитованию разработки технико-экономического обоснования и реализации проекта, включая лизинг оборудования. Заявитель рассмотрит вопрос создания отдельного предприятия по утилизации отводных газов компрессорной станции.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Исследовательский центр по изменению климата в Киеве или, или

Подкопаеву А.М. директору Газокомпрессорной станции по тел. (380 05354) 94-301 или Стогний В.С, Директору украинского отделения «Международного Центра Научной Культуры – Всемирная лаборатория», по тел. (38044) 216-69-40, fax. (38044) 216-70-12

***5. Когенерация и сокращение выбросов парниковых газов на предприятии «Днепрошина»***

**Сектор:** Шинная промышленность

**Партнер/Заявитель:** АО «Днепрошина» (Днепропетровск)

**Общая информация:**

Значительное количество энергии сегодня теряется из-за избытка мощностей котельной, что проявляется в отводе пара с высокой температурой и давлением. Это создает также потенциал для сокращения выбросов парниковых газов при установке блока когенерации, который позволит более эффективно использовать первичную энергию на предприятии и сократить выбросы парниковых газов из энергетической системы.

**Техническая информация:**

Установка двух паровых турбин, мощностью 6 МВт (P-6-3.4/1.0 и PR6-3.4/1.5/0.5-1), произведенных на Калужском турбинном заводе, и генераторов произведенных на Электротяжмаше. Это позволит использовать энергию, теряемую сегодня в котельных установках, для производства электроэнергии при использовании паровых турбин.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Реализация проекта позволит обеспечивать 50% потребности предприятия в электроэнергии за треть цены, которую платит сегодня предприятия энергообеспечивающей сети. Проект позволит сократить выбросы CO<sub>2</sub> на 1225244 т. в CO<sub>2</sub> экв. за весь жизненный цикл проекта.

**Предполагаемые затраты:**

Общая предполагаемая стоимость проекта составляет \$ 5,6 млн. Внутренняя ставка рентабельности проекта, включая углеродные кредиты по трем сценариям составляет от 26,4% до 37,5%. Инвестиционные затраты на тонну сокращенных выбросов оцениваются в \$4.60/т в CO<sub>2</sub> экв.

**Условия финансирования:**

Технико-экономическое обоснование проекта подготовлено на украинском и английском языках. Проведенный анализ показал, что самая низкая цена на оборудование у следующих производителей – Калужского турбинного завода и Электротяжмаш.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в ССИ Проектный центр в Киеве, или Сайченко А.В. Заместитель директора ОАО Днепрошина, тел: (380 562) 98-67-41; факс: (380 562) 96-70-33, e-mail: trade@dneproshina.dp.ua

**6. Утилизация отходов деревопереработки для теплоснабжения в Ивано-Франковской области.**

**Сектор:** коммунальное хозяйство

**Партнер/Заявитель:** Ивано-Франковская областная государственная администрация.

**Общая информация:**

В рамках данного проекта планируется установка оборудования для производства топливных брикетов из древесных отходов. Отобранное оборудование должно иметь мощность, необходимую для производства такого объема топливных брикетов, которое бы заменяло 8600 т угля в год, используемого для теплоснабжения объектов коммунального хозяйства в Ивано-Франковской области.

**Таблица 19.**

№.	Территориальная единица	Мощность установки по брикетированию, кг/час
1	Верховинский район	400
2	Долинский район	400
3	Косовский район	400
4	Надворнянский район	600
5	Рожнятовский район	600
6	г. Яремча	400

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Целью проекта является сокращение выбросов парниковых газов за счет перехода на использование древесных отходов для теплоснабжения объектов коммунального хозяйства в Ивано-Франковской области.

**Техническая информация:**

Оборудование данной мощности может быть запущено в эксплуатацию при установке гидравлических прессов разной единичной производственной мощности. Технические характеристики данных прессов приводятся ниже.

**Таблица 20.**

Тип пресса	HLS 200	HLS 400
Диаметр брикета, мм	50	50
Максимальная производственная мощность, кг/час	200	400
Электрическая мощность, кВт	14	28
Вес, кг	1450	2500

Древесные отходы с высоким содержанием влаги (40%-60%) должны пройти предварительную сушку до уровня 8-15% влажности, необходимой для процесса прессовки. Полная поставка гидравлического пресса также включает универсальную барабанную сушилку опилок. Их технические характеристики приведены ниже.

**Табл. 21.**

Название сушилки name	BUS 200	BUS 400
Мощность	109 кг/час	218 кг/час
Обработка древесных отходов при влажности 45%	309 кг/час	618 кг/час
Выход готового материала с влажностью 15%	200 кг/час	400 кг/час
Тип исходного материала	опилки	
Электрическая мощность	5.3 кВт	9.5 кВт
Тепловая мощность	114 кВт	300 кВт
Потребление опилок	35 кг/час	75 кг/час
Вес	2100 кг	2600 кг
Общие размеры сушилки BUS	6.6 × 1.7 × 2.3 м	8.2 × 1.7 × 2.3 м

**Предполагаемые затраты:**

Нижеследующая таблица представляет информацию общих затрат на установку оборудования в 6 регионах Ивано-Франковкой области. Это оборудование включает 4 линии для производства топливных брикетов мощностью 400 Кг/час и две линии мощностью 600 Кг/час.

**Таблица 22.**

Тип оборудования	Брикеты, 400 кг/час	Брикеты, 600 кг/час	Всего
Число линий по производству топливного брикета	4	2	6
Стоимость оборудования, долл. США	820944	551988	1372932
Другие затраты, долл. США	272184	171164	443348
Стоимость проекта, долл. США	1093128	723152	1816280

**Таблица 23: Результаты финансовой эффективности проекта**

Наименование	Сумма (проекта), долл США
1) Капитальные затраты, долл. США	1372900
2) Затраты на установку, долл. США	443350
3) Затраты на операционно-техническое обслуживание, долл. США	94050
4) Общая стоимость проекта	1916500
(1) Затраты проекта на снижение тонны CO <sub>2</sub> эквивалента (деление (4) из колонки (B) на общие затраты по сокращению выбросов	11

**Условия финансирования:**

Для реализации этого проекта предлагается привлечение средств в рамках механизма совместной реализации.

**Контактная информация:**

За дополнительной информацией обращайтесь в Центр по изменению климата или в Ивано-Франковскую областную государственную администрацию:  
 тел: (380 44) 253-07-08, (380 0342) 552-216  
 e-mail: office@climate.org.ua, energo@industry.gov.if.ua

**7. Утилизация метана на шахте им. Скочинского**

**Сектор:** Угольная промышленность

**Партнер/Заявитель:** Шахта им. Скочинского (г. Донецк)

**Общая информация:**

Шахта им. Скочинского находится в городе Донецке и является одной из 241 угольной шахты Украины. Данное месторождение занимает площадь 80 км<sup>2</sup> общие запасы метана составляют 6,8 млрд. м<sup>3</sup>. Угольные пласты производят 16-21 м<sup>3</sup> метана на тонну угля. В 1999 году компания произвела около 800 тыс. т угля. Шахта им Скочинского является государственной компанией, на которой работают 3000 человек, является частью холдинга Донуголь. Кроме того, являясь парниковым газом метан существенно затрудняет добычу угля. С другой стороны, он является потенциальным источником тепла и электрической энергии, его так же можно использовать как автомобильное топливо. Сбор и утилизация метана является важным элементов сокращения выбросов парниковых газов.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Компания осуществила предварительную оценку потенциальных запасов метана и сокращения выбросов и разработала бизнес-план. Проектом предлагается сбор и получение метана для чего будут пробурены 6 скважин. Сбор метана может быть использован шахтами для производства тепла на 5 котельных предприятия. Сбор метана позволит сократить его содержание в существующих пластах и эти пласты при последующей разработке потребуют меньших затрат на собственные нужды по тепло- и электроснабжению шахт. Сбор и утилизация шахтного метана является важным элементом сокращения парниковых газов. Бизнес-план предлагает бурение 6 скважин во время пилотной фазы проекта и дополнительно 144 во время реализации проекта. Предварительные оценки пилотной фазы показывают, что более 30 млн. м<sup>3</sup> метана могут быть получены от каждой скважины в течении последующих 10 лет.

**Предполагаемые затраты:**

Затраты на пилотную фазу проекта оцениваются в 6,2 млн. долл. США.

**Условия финансирования:**

Компания готова рассмотреть предложения партнеров/инвесторов для осуществления проекта, а так же различные финансовые схемы – долгосрочный кредит, финансовый или операционный лизинг, совместное осуществление проекта или создание новой компании для реализации проекта и прочее. Бизнес-план подготовлен на украинском и английском языке.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Центр по изменению климата

24/7, Институтская улица, д. 4. Киев, 01021, Украина

тел. (38 044) 253-07-08, 253-76-63, 253-51-77

факс: (38 044) 253-50-68

E-mail: office@climate.org.ua

Наталия Куличенко, менеджер программы, E-mail: nkulichenko@climate.org.ua

Наталия Парасюк, Технический директор, E-mail: nparasyuk@climate.org.ua

или Л.П.Сезонов, Главный инженер, Шахта им. Скочинского

тел. (380 62) 272-43-90, fax (380 62) 272-42-10

**8. Утилизация метана на шахте Комсомолец Донбасса**

**Сектор:** Угольная промышленность

**Партнер/Заявитель:** Угольная шахта Комсомолец Донбасса (Донецкая область)

**Общая информация:**

Шахта Комсомолец Донбасса была открыта в 1982 году и является самым крупным поставщиком энергетического угля на Украине. Производственная мощность шахты составляет 1,8 млн. т угля. В настоящее время добывается 0,8 млн. т в год. На шахте работает 5600 рабочих. В соответствии решением Украинского парламента Комсомолец Донбасса будет первой приватизированной шахтой и уже акционирована.

**Техническая информация:**

Шахтный уголь содержит значительное количество метана. Газ исходящий из стен содержит до 70% метана и выбрасывается в атмосферу. Он является потенциальным источником тепловой и электрической энергии и автомобильным топливом. Компания провела предварительную оценку потенциальных запасов метана, сокращения выбросов и подготовила бизнес-план.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Предлагаемый проект планирует утилизировать почти 13 млрд. м<sup>3</sup> метана в период жизненного цикла проекта (10 лет). Реализация проекта так же повысит безопасность добычи угля в шахтах.

**Предполагаемые затраты:**

Компания оценивает затраты на проект в 6,2 млн. долларов США.



**Условия финансирования:**

Компания готова рассмотреть различные финансовые механизмы – Совместное осуществление, прямое инвестирование или создание новой компании для освоения запасов метана. Бизнес-план готов на украинском и английском языках.

**Контактная информация:**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Центр по изменению климата

24/7, Институтская улица, д. 4. Киев, 01021, Украина

тел. (38 044) 253-07-08, 253-76-63, 253-51-77

факс: (38 044) 253-50-68

E-mail: office@climate.org.ua

Наталия Куличенко, менеджер программы, E-mail: nkulichenko@climate.org.ua

Наталия Парасюк, Технический директор, E-mail: nparasyuk@climate.org.ua

или Данилову В.К., Директору шахты, тел. (380 6250) 6-26-52, fax. (380 6250) 6-50-12.

**9. Утилизация коксового газа на БаглейКокс**

**Сектор:** Черная металлургия

**Партнер/Заявитель:** ОАО “Баглейкокс”

**Общая информация:**

Предприятие “Баглейкокс” было создано в 1952 году для производства кокса из угля Донбасса для металлургических заводов в Днепродзержинске и Днепропетровске. После первоначального сокращения производства, после приобретения независимости Украиной, компания увеличила производство высококачественного кокса за последние 5 лет и его поставки на внутренний и международные рынки.

**Техническая информация:**

В настоящее время “Баглейкокс” не использует коксовый газ. Компания сжигает в факелах приблизительно 7000 м<sup>3</sup> коксового газа в час.. После введения в строй новой коксовой батареи в 2001 г. объем не используемого газа увеличился на 16 м<sup>3</sup>. С 2001 года сжигаемый объем газа составляет 23 м<sup>3</sup> в час, что эквивалентно 10,9 метрических т угля.

**Цель проекта и направления сокращения парниковых газов:**

Компания разработала технико-экономическое обоснование для проекта по использованию коксового газа для выработки тепла и электрической энергии для предприятия, а так же для муниципальных нужд. За 10 лет жизненного цикла проекта сокращение выбросов парниковых газов составит приблизительно 160 тысяч метрических т CO<sub>2</sub> в год.

**Предполагаемые затраты:**

В соответствии с предварительной оценкой общие затраты на проект составят 2,5 млн. долларов США, а период окупаемости – 30 месяцев.

**Условия финансирования:**

“Баглейкокс” готов рассмотреть предложения потенциальных инвесторов, которые могут выделить грант или среднесрочный кредит, а также примут участие в акционерном капитале, основанное на соглашении о совместной деятельности или финансовом/оперативном лизинге.

Предварительное технико-экономическое обоснование подготовлено на английском и украинском языках.

**Контактная информация**

Заинтересованные стороны могут обращаться в Центр по изменению климата  
24/7, Институтская улица, д. 4. Киев, 01021, Украина

тел. (38 044) 253-07-08, 253-76-63, 253-51-77

факс: (38 044) 253-50-68

E-mail: [office@climate.org.ua](mailto:office@climate.org.ua)

Наталия Куличенко, менеджер программы, E-mail: [nkulichenko@climate.org.ua](mailto:nkulichenko@climate.org.ua)

Наталия Парасюк, Технический директор, E-mail: [nparasjuk@climate.org.ua](mailto:nparasjuk@climate.org.ua)

Или Ищенко В.Д., Заместитель главного энергетика Баглейкокс,

тел. (380 5692) 7-15-69, тел./факс (380 5692) 7-41-86