

4. МЕХАНИЗМ ЧИСТОГО РАЗВИТИЯ – ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (МЧР-ПД)

**МЕХАНИЗМ ЧИСТОГО РАЗВИТИЯ
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ (МЧР-ПД)**

Проект модернизации Ташкентской тепловой электростанции

31 июля 2003 года

Вступительная часть

Данная проектная документация механизма чистого развития проекта модернизации Ташкентской тепловой электростанции была подготовлена с предположением, что проект является проектом МЧР. Базисная методология и методология мониторинга были разработаны и применены в данной документации вследствие отсутствия существующих методологий, утвержденных Исполнительным Советом МЧР.

ОГЛАВЛЕНИЕ

- A. Общее описание работ по проекту
- B. Базисная методология
- C. Продолжительность проектных работ / Период кредитования
- D. Методология мониторинга и план
- E. Расчеты выбросов парниковых газов по источникам выбросов
- F. Воздействие на окружающую среду
- G. Комментарии организаторов

Приложения

Приложение 1: Информация об участниках проектных работ

Приложение 2: Информация о государственном финансировании

Приложение 3: Новая базисная методология

Приложение 4: Новая методология мониторинга

Приложение 5: Таблица: базовые данные

А. Общее описание проектных работ

А.1. Название проектных работ:

Проект модернизации Ташкентской тепловой электростанции

А.2. Описание проектных работ:

Цели проекта

Проект имеет следующие цели: увеличение мощности выработки электроэнергии на Ташкентской тепловой электростанции (здесь и далее электростанция) для покрытия увеличивающегося потребления, снижение эксплуатационных расходов наряду с повышением стабильности выработки, повышение тепловой эффективности выработки для экономии природных ресурсов (таких как природный газ и мазут) и уменьшение вредного влияния на окружающую среду (сокращение выбросов CO₂). С этой целью планируется заменить 12 существующих энергоблоков на 9 современных высокоэффективных энергоблоков ПГУ мощностью 370 МВт каждый, в качестве первого этапа модернизации планируется установка одного энергоблока ПГУ, который войдет в эксплуатацию в конце 2007 года. (Таким образом, описание и расчеты приведены с учетом установки одной ПГУ.)

В дополнение к указанным целям, в рамках проекта также предусматривается передача знаний современной технологии. Передача знаний будет проводиться путем обучения и привлечения многих инженеров, техников и управленческого персонала в Узбекистане к процессу проектирования, строительства, монтажа, эксплуатации и техобслуживания нового энергоблока.

Сведения о проекте

Столица Республики Узбекистан город Ташкент с населением около 2,2 миллиона человек (около 9% всего населения) является одной из зон с высоким потреблением электроэнергии. ТашТЭС производит электроэнергию для данной важной промышленно-административной зоны. Электростанция имеет мощность 1860 МВт, электроэнергия вырабатывается 12 энергоблоками обычного типа с использованием в качестве топлива природного газа и мазута. Однако, все энергоблоки были построены в период с 1963 по 1971 годы, а блок №1 находится в эксплуатации уже свыше 40 лет. Как результат, средне годовой уровень эксплуатации этих блоков достигает 70%, а мощность 60%. С другой стороны, тепловой КПД в 34,41% (2001 г.) значительно ниже, чем у современных блоков (средний тепловой КПД свыше 50%). В дополнение, сверхустаревшее оборудование ведет к дальнейшему ухудшению выходной мощности и увеличению расходов на выработку электроэнергии, уменьшению возможностей использования оборудования. Таким образом, необходимо чтобы электростанция должна иметь современные высокопроизводительные тепловые энергоблоки.

График реализации проекта

График реализации проекта после подписания контракта с генеральным подрядчиком запланирован следующим образом. Контракт с генеральным подрядчиком должен быть заключен в течение 2003 года, а начало эксплуатации ПГУ ожидается в конце 2007 года.

График выполнения работ

Работы	Месяцы
Строительно-архитектурное проектирование	3
Основания и фундаменты под здания и оборудование	6
Производство КУ, монтаж и испытания	16
Производство ГТ, ПТ и генератора, их монтаж и испытания	19

Общий монтаж и испытания	26
Передача заказчику и начало эксплуатации	28

Описание электростанции

Оборудование

Электростанция имеет 12 блоков обычного типа, использующих в качестве основного топлива природный газ и мазут как вторичное топливо. Общая выходная мощность блоков 1860 МВт (мощность блоков 150-160 МВт). Первый блок был построен в 1963 года, последний в 1971. Блоки 11 и 12 спроектированы для выработки электроэнергии и 78 Гкал/ч тепловой энергии. Охлаждающая вода подается из отводного канала канала Боз-Су, протекающего вдоль западной части территории электростанции.

Обеспечение топливом

Природный газ, используемый в качестве основного топлива, подается на электростанцию по газопроводу из месторождений Бухары и Шуртана. Объемы подачи из Шуртана достаточны для обеспечения эксплуатации всех 12 блоков на номинальной мощности. Даже после завершения монтажа ПГУ, объем подачи будет достаточным. Мазут используется в качестве вторичного топлива и храниться в семи резервуарах (10000 м³) установленных в южной части электростанции, при необходимости он подается через 6 питающих резервуаров (5000 м³) расположенных рядом с блоками. Мазут поставляется с нефтеперерабатывающего завода по железнодорожным путям напрямую на терминал электростанции.

Распределение электроэнергии

Распределительная станция построена в восточной части электростанции с отводом воздушных линий передачи в направлении севера: 2 линии по 500 кВ каждая, 7 линий по 220 кВ и 12 линий по 110 кВ.

Эксплуатация блоков

Ташкентская электростанция работает при относительно высоком эксплуатационном факторе как электростанция базовой нагрузки. Хотя коэффициент обслуживания составляет 72%, он немного отличается по блокам, в частности: наименьший уровень приходится на блоки №5 (65,8%) и №7 (66,9%), а более высокий приходится на блоки №1 (78,8%) и №2 (79%). Электростанция эксплуатируется и управляется персоналом в 1400 человек, возглавляемых Директором. Четыре эксплуатационные группы по 50 человек осуществляют эксплуатационный контроль блоков, данные группы работают в четыре смены и непосредственно управляют работой блоков. Свыше 700 человек проводят техническое обслуживание и ремонтные работы блоков.

А.3. Участники проекта

В проекте ожидается участие следующих организаций. Среди участников: электростанция, ГАК «Узбекэнерго» и Токио электрик пауэр сервисиз ко., Лтд. Играют важную роль в реализации проекта.

Участники проекта

Участник	Функции
ГАК «Узбекэнерго» /ТашТЭС	Планирование проекта / эксплуатация ПГУ
TEPSCO	ТЭО, проектирование и консалтинг по проекту
ОАО «Теплоэлектропроект»	ОВОС, геологические и геодезические изыскания на площадке

Японский банк международного сотрудничества (JBIC)	Предоставление финансирования (кредитное соглашение: март 2002 года)
Госкомприрода	Утверждение ОВОС
Генеральный подрядчик (не определен)	Проектирование, закупка оборудования, строительство (EPC)
Прилегающие жилые массивы	Мнения по проекту

Контакты

TEPSCO отвечает за контакты по проектным работам. Контактная информация приведена в Приложении 1.

А.4. Техническое описание проектных работ

А.4.1. Место проведения проектных работ

А.4.1.1. Страна владелец :

Республика Узбекистан

А.4.1.2. Область

Ташкентская область

А.4.1.3. Район

Кибрайский район

А.4.1.4. Детали физического расположения, включая информацию, позволяющую четкое определение проектной деятельности

Расположение

Ташкентская тепловая электростанция находится примерно в 10 км к северо-востоку от Ташкента и является одной из самых важных станций по обеспечению города теплом и электроэнергией. Территория станции занимает 2 км с севера на восток и 1 км с запада на восток с общей площадью примерно 146 гектаров.

Климат и состояние почв

Расположение территории близко к пустыням (Каракум и Кызылкум – к западу от Ташкента) и предгорью (горные хребты Курамин, Чаткал, Пскем, Угам к западу от Тянь-Шаня с севера, востока и юга Ташкента), климатические условия являются резко континентальными с значительным перепадом температур зимой и летом. Среднегодовая температура атмосферы составляет +14,85 °С. Максимально зарегистрированная температура в июле +44.6 °С, а минимальная температура в январе -14.2 °С.

Выпадение осадков в Ташкенте скорее низкое (среднегодовой уровень 449,8 мм). С октября по май продолжается единственный сезон дождей. Выпадение снега также возможно в период с октября по март. Влажность относительно низкая в летний период (относительная влажность в июле составляет 40%) и высокая зимой (относительная влажность в декабре 75%).

Электростанция расположена на высоте 501,5 м над уровнем моря. Состав земли под электростанцией состоит из трех геологических слоев. Первый слой представляет глину

(толщина слоя от 9 до 12 м) и слой илистых отложений (в некоторых местах по 2-3 слоя песчаного суглинка толщиной до 2-3 м). Второй слой образован слоем галечника толщиной до 2-3 м. И третий слой, который имеет слой скорее жесткие известняковые почвы, начинающийся на глубине 15 метров от поверхности. Уровень подземных вод проходит между 497 и 499 метрами над уровнем моря.

А.4.2. Категория проектной деятельности

Данный проект принадлежит к категории “Энергетика”.

А.4.3. Технология применяемая в проектной деятельности

Проект предусматривает строительство ПГУ для модернизации электростанции. ПГУ, вобравшая в себя современные и экологически чистые технологии, обеспечивает уменьшение вредного воздействия на окружающую среду и более высокую тепловую эффективность, которая позволит сократить уровень выбросов парниковых газов на единицу электроэнергии по сравнению с существующими энергоблоками обычного типа. Предполагается, что ПГУ будет вырабатывать тепло для местной системы теплообогрева в зимний период в дополнение к выработке электроэнергии. ПГУ состоит из следующих элементов:

- Газовая турбина;
- Паровой котел рекуперации тепла (котел-утилизатор);
- Паровая турбина;
- Генераторы и собственное электрическое оборудование;
- Газовый компрессор;
- Зал распределительного оборудования;
- Дополнительное оборудование (питающие насосы и др.);
- Оборудование подачи топлива и воды;
- Оборудование забора и сброса воды; и
- Зданий газовой турбины, паровой турбины и систем управления.

-
- Газовая турбина – состоит из осевого воздушного компрессора, горелки и осевой турбины.
 - Котел-утилизатор – это агрегат, превращающий тепловую энергию уходящих газов газовой турбины в пар, и производит пар трех давлений с подачей в паровую турбину.
 - Паровая турбина – состоит из контуров высокого, среднего и низкого давления, которые соответствуют трем уровням давления. Будет применена система водяного охлаждения проточного типа для конденсатора с использованием существующего водозаборного канала и сбросного оборудования.

А.4.4. Краткое пояснение о том как антропогенные выбросы антропогенных парниковых газов (GHG) по источникам будет сокращено по предлагаемой проектной деятельности МЧР, включая пояснение почему сокращение выбросов не произойдет в отсутствие предлагаемой проектной деятельности, с учетом национальной и/или секторальной политики и других обстоятельств:

(Диоксид углерода (углекислый газ - CO₂) считается основным парниковым газом (GHG), в соответствии с широко-известной инструкции рекомендуемой Международным советом по изменению климата (IPCC), в данном тексте описание парникового газа (GHG) подразумевает CO₂, если не указано другое.)

ПГУ имеет более высокую эффективность выработки электроэнергии (56,7%), чем существующие на электростанции обычные тепловые энергоблоки (34,55% в 2001 г.), а также обеспечивает большую выработку электроэнергии на единицу топлива. Соответственно пуск ПГУ позволит сократить выбросы GHG на единицу вырабатываемой электроэнергии.

В случае, когда электростанция вырабатывает 11770 ГВтч в год (по плану ГАК «Узбекэнерго» на 2003 год и далее), ежегодный выброс GHG на электростанции оценивается в 6720 тысяч тон CO₂ при работающей ПГУ 7460 тысяч тон CO₂ без ПГУ. Разница между работой с и без ПГУ составляет 740 тысяч тон CO₂, что и является сокращением выбросов GHG, предусматриваемых реализацией проекта.

Прогноз сокращения выбросов GHG по сектору энергетики в Узбекистане

Выбросы GHG (CO₂, CH₄ и N₂O) в четырех категориях, таких как энергетика, промышленность, сельское хозяйство и отходы показывают, что в 2010 году в зависимости от вариантов развития экономики и усилий по сокращению выбросов, выбросы GHG могут составить от 185,6 млн. до 209,0 млн. тон эквивалента CO₂, а сама структура выбросов GHG также как и источники останутся неизменными.

Основным составляющим «парниковых газов» является диоксид углерода – углекислый газ (в зависимости от вариантов его доля может составлять от 65 до 70%), доля метана составляет от 25 до 29%, оставшаяся часть 5-6% приходится на оксид азота.

Основные источники выбросов GHG будут в той же категории энергетики, доля которой достигнет 83-86% от совокупного выброса. Доля сельского хозяйства будет не выше 10%, а объединенная доля промышленности и отходов составит приблизительно 5%.

Технические возможности сокращения выбросов GHG (исключая возобновляемые источники энергии) на период до 2010 оцениваются в «Первом национальном докладе Республики Узбекистан по изменению климата» в размере 27,2 млн. тон (в эквиваленте CO₂). Энергетика имеет самые большие возможности по сокращению выбросов GHG в объеме 25 млн. тон, в то время как промышленность, сельское хозяйство и отходы могут сократить выбросы в объеме до 2,2 млн. тон (в эквиваленте CO₂).

Меры по уменьшению GHG в энергетике, которые сконцентрированы на энергосбережении, были подготовлены министерствами и правительственными организациями для разработки "Энергетической программы на период до 2010 года". Специфической особенностью мер является то, что они часть всеобщей программы развития, а сокращение выбросов CO₂ в результате этих мер видится как второстепенное достижение. Документы по выработке электроэнергии показывают, что имеющийся потенциал энергосбережения возможно будет полностью реализован в период до 2010 года и составит примерно 10 млн. тон эквивалента энергии (7 млн. тон энергии эквивалентной нефти), в результате выбросы CO₂ сократятся примерно на 17,1 млн. тон.

А.4.5. Государственное финансирование проектной деятельности:

Строительство нового здания для ПГУ, закупка и установка систем ПГУ и выполнение других задач потребует финансирование в объеме 220 млн. долл. США. Из этой суммы восемьдесят пять процентов (85%) суммы для реализации проекта будет предоставлено банком JBIC посредством выделения кредита (кредитное соглашение заключено в марте 2002 года с процентной ставкой 0,75% и периодом выплаты кредита 40 лет включая 10 летний льготный период). Оставшаяся часть суммы (15%) должна быть обеспечена ГАК «Узбекэнерго».

В. Базовая методология

В.1. Название и информация по применяемой в проектной деятельности методологии:

(Базовая методология, описанная здесь и далее является новой методологией, а данный пункт “В. Базовая методология” в основном такой же как и методология приложения 3. Данная методология разработана заново вследствие отсутствия надежной методологии на данный момент. Для базового определения смотри приложение «Отчет по базовому исследованию»).

Базовая методология называется “Базовая методология для тепловой электростанции”. Методология имеет следующие условия:

- Существующие энергоблоки предположительно вырабатывают электроэнергию равную мощности выработки ПГУ.
- Выбросы CO_2 на существующих энергоблоках если они вырабатывают указанную электроэнергию.

Данный метод применяется, когда ПГУ фактически находится в работе посредством мониторинга, для вычисления насколько сократится выброс CO_2 при вводе в эксплуатацию ПГУ.

Концепция “Базовой методологии для тепловой электростанции”

Фактическое количество вырабатываемой электроэнергии на ПГУ	ПГУ		Существующие энергоблоки	
	Расход природного газа	Выбросы CO_2	Расход природного газа и мазута	Базовые выбросы CO_2
	↓ относится		↓ относится	
		Сокращение утечек	Поставка природного газа и мазута	утечки
	Поставка природного газа	Утечки		

Хотя выбросы парниковых газов вне рамок проектной деятельности также включены в таблицу, они пренебрежены и не включены в методологию по причине трудности их замеров, а также маленьком количестве и положительном эффекте на сокращении выбросов (Включение утечек увеличивает объем сокращения выбросов).

Расчет выбросов CO_2 , когда ПГУ фактически находится в работе

Базовые выбросы CO_2 определены как объем выбросов CO_2 на существующих энергоблоках при выработке электроэнергии эквивалентной выработке на ПГУ. Базовая выработка электроэнергии является объемом электроэнергии вырабатываемой ПГУ. Объем выработки электроэнергии на существующих энергоблоках и на ПГУ будет получен посредством мониторинга, а базовые выбросы CO_2 будут рассчитываться следующим образом.

Нужно отметить что LHV топлива принимается за эталонное топливо, однако при превышении разницы между LHV эталонного и фактически закупаемого топлива допустимых пределов, то необходимо произвести корректировку значения LHV. Данный параметр должен будет применяться при расчетах в данной проектной документации.

- Базовые выбросы $CO_2 = CO_b * P_{ccy} / P_y$

 P_y Годовая выработка электроэнергии существующими блоками
 P_{ccy} Базовая выработка электроэнергии (= годовая выработка ПГУ)

$$CO_b = (F_{cn} * LHV * 15.3 * 0.995 * 44 / 12) + (F_{ch} * LHV * 21.1 * 0.99 * 44 / 12)$$

 CO_b выбросы CO_2 существующими блоками
 F_{cn} Расход природного газа существующими блоками (млн. $Нм^3/год$)
 F_{ch} Расход мазута существующими блоками (тыс. тон/год)
 LHV Низкая теплотворная способность эталонного топлива

- Выбросы CO_2 ПГУ

$$CO_{cc} (tCO_2) = F_{cc} * LHV_r * 15.3 * 0.995 * 44 / 12$$

 CO_{cc} Годовой выброс CO_2 ПГУ
 F_{cc} Расход природного газа на ПГУ (млн. $Нм^3/год$)
 LHV Низкая теплотворная способность эталонного топлива

- Сокращение выброса CO_2

$$\text{Годовой объем сокращения } CO_2 = CO_b - CO_{cc}$$

Коэффициенты из руководства IPCC

Следующие коэффициенты для расчета выбросов CO_2 взяты из руководства IPCC

- 15.3 ---- Коэффициент выброса углерода природного газа ($tC/ТДж$)
- 0.995 ---- Доля окисленного углерода природного газа
- 21.1 ---- Коэффициент выброса углерода мазута ($tC/ТДж$)
- 0.99 ---- Доля окисленного углерода мазута
- 44 / 12 ---- переводной коэффициент в эквивалент двуоксида углерода

“ОЦЕНКА” базового выброса, до работы ПГУ

В дополнение к методологии, существует другой подход, который практически такой же, как и данная базовая методология для оценки выбросов CO_2 до начала фактической работы ПГУ. Ниже приведен данный подход.

Концепция “ОЦЕНКИ выбросов CO_2 до начала работы ПГУ”

Тепловой КПД и др. Показатели работоспособности существующих блоков в базовый год				
		↑ относится	↑ относится	
Планируемый объем выработки электроэнергии и тепла	ПГУ + существующие блоки		Существующие блоки	
	Расход газа и мазута	Сокращение CO_2 Выброс CO_2	Расход газа и мазута	Базовый выброс CO_2
	↓ относится		↓ относится	
		↓ относится	↓ относится	
		Сокращение утечек	Поставка газа	утечки

Поставки газа и мазута	Утечки	и мазута	
------------------------	--------	----------	--

Также как и в “Базовой методологии” утечки пренебрежены и не включены в расчеты выбросов CO₂/GHG и их сокращения по причине указанной выше.

В.2. Обоснование выбора методологии и почему она применима к проектной деятельности

Использование методологии может быть обосновано следующими причинами.

- Охватывается свыше 99% выбросов GHG. – Вся вырабатываемая электроэнергия и все виды топлива используемые при выработке включены в расчеты по определению выбросов CO₂ с электростанции.
- Пренебрежение утечками вследствие их малого количества и объема. – Существуют некоторые выбросы GHG из-за утечек газа из газопровода и расход топлива при транспортировке мазута, однако ими можно пренебречь так как их количество мало. Их доля составляет менее 1% от всех выбросов GHG по проектной деятельности. Сама проектная деятельность окажет положительный эффект на выбросы GHG из этих источников.
- Используются широко-известные и надежные предположения. – Некоторые предположения используются в расчетах выбросов CO₂, но они являются надежными и конкретными фактами.
- Используются общеизвестные стандарты и формулы. – Коэффициенты определенные в руководстве IPCC, общепринятые формулы и стандарты применяются для расчетов и оценки выбросов CO₂.

В.3. Описание применения методологии в контексте проектной деятельности:

Базовая методология используется для применения в двух случаях. Для “ОЦЕНКИ” применяется базовая методология с некоторыми изменениями.

- После начала фактической работы ПГУ, методология должна использоваться в конце каждого года для определения выбросов CO₂ по электростанции и сокращение выбросов CO₂ вследствие работы ПГУ. Выбросы CO₂ и сокращение должны вычисляться путем вычислений на основе методологии, основываясь на данных мониторинга фактической выработки электроэнергии и расхода топлива на всех блоках.
- Для оценки выбросов CO₂ и их сокращения по электростанции до начала фактической работы ПГУ, применяется методология “ОЦЕНКА”, которая разработана на основе базовой методологии с некоторыми изменениями. В этом случае, для оценки выбросов и объема сокращения CO₂ используется планируемый объем выработки электроэнергии и данные по работе блоков в базовый год. (Смотри раздел Е.)

В.4. Описание как сократятся антропогенные выбросы парниковых газов по источникам ниже уровня, который был бы без применения зарегистрированной проектной деятельности МЧР

ПГУ имеет больший тепловой КПД (56,7%) чем существующие блоки (34,55% в 2001 году). ПГУ вырабатывает больше электроэнергии, чем существующие блоки при одинаковом объеме топлива, ПГУ потребляет меньше топлива, чем существующие блоки в выработке одинакового количества электроэнергии. Таким образом, внедрение ПГУ ведет к относительно низкому выбросу парниковых газов по электростанции.

В.5. Описание как определение границ проекта, относящегося к базовой методологии применяется в проектной деятельности:

Граница проекта проведена между электростанцией, которая определяется как находящаяся в рамках проекта, и внешними объектами за пределами электростанции, которые определяются как находящиеся за пределами рамок проекта. Так как выбросы парниковых газов за пределами электростанции не принимаются в расчет совокупного выброса CO₂ и его сокращения, по трем причинам: потому что утечки тяжело замерить, объем утечек составляет менее 1% от всего объема выбросов, и потому что их учет увеличивает объем сокращения выбросов CO₂ по проектной деятельности, с учетом что методология фокусируется на выбросах внутри границ проекта.

Справка: Подача природного газа и мазута на электростанцию

Природный газ поставляется через трубопроводы, которые соединены с магистральным трубопроводом нефтегазовой компании в точке распределения, расположенной в 6 км от электростанции. Мазут транспортируется на электростанцию по железной дороге с нефтеперерабатывающего завода в Бухаре (624 км) и в Фергане (450 км).

В.6. Детали базовой разработки**В.6.1. Дата завершения заключительного проекта данного базового раздела:**

31 июля 2003 года

В.6.2. Фамилия лица/организации определяющей базисную линию:

Базовая линия определяется ТЭПКО, которая участвует в проекте. См. приложение 1 для адресов, телефонов и другой контактной информации.

С. Продолжительность проектной деятельности / Период кредитования**С.1 Период проектной деятельности:****С.1.1. Дата начала проектной деятельности:**

1 января 2008 года

С.1.2. Ожидаемый срок эксплуатации по проектной деятельности:

25 (двадцать пять) лет: Экономический эксплуатационный срок работы ПГУ, данный период равен сроку службы данного проекта.

С.2 Выбор периода кредитования и соответствующая информация:**С.2.1. Возобновляемый период кредитования (макс. 7 (семь) лет за период)****С.2.1.1. Дата начала первого кредитного периода:**

1 января 2008 года

С.2.1.2. Продолжительность первого кредитного периода:

7 лет

С.2.2. Фиксированный кредитный период (макс 10 (десять) лет):

Не определен

D. Методология мониторинга и план**D.1. Название и справка по методологии, примененной в проектной деятельности:**

(Описываемая здесь и далее методология мониторинга является новой методологией, и приведенный пункт “В. Базовая методология” в основном та же что и методология приведенная в приложении 4. Данная методология была заново разработана вследствие отсутствия надежной методологии на настоящий момент.)

Название методологии мониторинга “Мониторинг выбросов GHG с Ташкентской тепловой электростанции”. Все необходимые данные для расчета выбросов CO₂ с энергоблоков должны отслеживаться, регистрироваться и храниться на электростанции. (Смотри пункт D.3 ниже)

D.2. Обоснование выбора методологии и почему она применяется в проектной деятельности:

Применение данной методологии может быть обосновано нижеследующими причинами.

- Все данные отслеживаются и регистрируются – Все данные для вычисления выбросов CO₂ и их сокращения по электростанции должны собираться и регистрироваться посредством мониторинга. (Смотри пункт D.3)
- Планируемый мониторинг – Время графика мониторинга четко определено (Смотри пункт D.3)
- Все данные сохраняются – Все отслеживаемые и регистрируемые данные будут храниться в архиве электростанции для подтверждения выбросов CO₂ и их сокращения. (Смотри пункт D.3)
- Определение ответственных за мониторинг – Электростанция отвечает за мониторинг выработки электроэнергии, расход топлива и другие соответствующие источники данных.
- Определение порядка мониторинга – Электростанция имеет установленный порядок мониторинга и регистрации данных, которые используются для выполнения задач, определенных этим порядком. Таким образом, не потребуются дополнительных усилий по изменению существующей практики сбора данных на электростанции применимо к мониторингу, регистрации и хранению данных.

D.3. Данные для сбора чтобы отслеживать выбросы по проектной деятельности, и как эти данные должны храниться:

номер	Тип данных	Переменная данных	Ед. изм.	замеряемые (З), расчетные (Р) или прогнозные (П)	Частота записи	Пропорция данных для отслеживания	Архив данных	Период хранения	примечание
D.3.1	Выработка электроэнергии	Фактически	кВтч	З	Ежедневно	100% по каждому блоку	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.2	Расход природного газа	Фактически	Нм ³	З	Ежедневно	100% по каждому блоку	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.3	Расход мазута	Фактически	кг	З	Ежедневно	100% по каждому блоку	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.4	LHV природного газа	Значение	Дж/м ³	От поставщика	По приобретении	По каждому прир. газу	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.5	LHV мазута	Значение	Дж/кг	От поставщика	По приобретении	По каждому мазуту	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.6	Базовый выброс CO ₂	Значение	Тон CO ₂	Р	Ежегодно	все	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.7	Выбросы CO ₂ по ПГУ	Значение	Тон CO ₂	Р	Ежегодно	все	Регистрационная книга	10 лет	
D.3.8	Сокращение выбросов CO ₂	Значение	Тон CO ₂	Р	Ежегодно	все	Регистрационная книга	10 лет	

D.4. Потенциальные значительные источники выбросов, которые имеют отношение к проектной деятельности, но не вошли в рамки проекта, их идентификация и то как данные должны собираться и храниться по этим источникам выбросов.

номер	Тип данных	Переменная данных	Ед. изм.	замеряемые (З), расчетные (Р) или прогнозные (П)	Частота записи	Пропорция данных для отслеживания	Архив данных	Период хранения	примечание
	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено	Не определено	

D.5. Соответствующие данные необходимые для определения базовых антропогенных выбросов по источникам GHG в рамках проекта и идентификация как эти данные должны собираться и храниться.

номер	Тип данных	Переменная данных	Ед. Изм.	Будут ли собираться данные по этому пункту? (если нет, то почему).	Архив данных	Период хранения	Примечание
Так же как D.3							

D.6. Предпринимаемые меры по контролю качества (КК) и гарантии качества (ГК) при отслеживании данных.

Данные	Уров неопределенности данных (Выс/Средн/Низк)	Планируются ли меры по КК/ГК для этих данных?	Обзор мер по КК/ГК
D.3.1	низкий	Да	Конкретные меры (с ответственными лицами) по мониторингу и регистрации выработки электроэнергии, расходу топлива и других соответствующих данных уже установлены как административная система на электростанции
D.3.2	низкий	Да	
D.3.3	низкий	Да	
D.3.4	низкий	Да	
D.3.5	низкий	Да	
D.3.6	низкий	Да	“Инструкция” включена в административные мероприятия по электростанции
D.3.7	низкий	Да	
D.3.8	низкий	Да	

D.7. Ф.И.О. лица/подразделения определяющих методологию мониторинга:

Методология мониторинга разработана TEPSCO, участвующей в проекте. Смотри Приложение 1 с указанием контактной информации.

E. Расчет выбросов GHG по источникам

Е.1. Описание формулы, используемой в оценке антропогенных выбросов парниковых газов по источникам проектной деятельности в рамках проекта:

“ОЦНЕКА” выбросов CO₂ с электростанции с ПГУ

Следующий расчет обеспечивает оценку выбросов CO₂ с электростанции, предполагая, что выработка электроэнергии (на существующих энергоблоках и ПГУ) составляет 11 770 ГВтч, что соответствует плану ГАК «Узбекэнерго». (Вследствие отсутствия данных по подаче тепла в 2003 году и далее, использовались фактические данные за 2001 год для определения объема подачи тепла) Результатом является расчет, по которому выброс CO₂ с электростанции (предполагая, что ПГУ находится в работе) составляет 6 720 тон.

- a. Выработка электроэнергии на ПГУ = $376 \text{ МВт} * 8760 \text{ ч} * 0,85 = 2800 \text{ ГВтч}$
 b. Расход природного газа на ПГУ = $2800 * 3600 / 0,567 = 17800 \text{ ТДж}$

 c. Выработка электроэнергии на существующих блоках = $(11770 - 2800) \text{ ГВтч} * 3600 = 32300 \text{ ТДж}$
 d. Выработка тепла на существующих блоках = $254000 \text{ Гкал} = 1064 \text{ ТДж} (= 254000 * 4,19 / 1000)$
 e. Расход газа на существующих блоках
 = $(32300 + 1064) / 0,3455 / (93000 + 19100) * 93000 = 80100 \text{ ТДж}$
 f. Расход мазута на существующих блоках
 = $(32300 + 1064) / 0,3455 / (93000 + 19100) * 19100 = 16400 \text{ ТДж}$

 g. Выброс CO₂ от сжигания природного газа = $(17800 + 80100) \text{ ТДж} * 44/12 * 15,3 * 0,995$
 h. Выброс CO₂ от сжигания мазута = $16400 \text{ ТДж} * 44/12 * 21,1 * 0,99$
 i. Общий выброс CO₂ с электростанции(g. + h.) = 6720 тыс. тон CO₂

376	Мощность ПГУ (МВт)
0,85	Рабочий фактор ПГУ
0,567	тепловой КПД ПГУ
11770	План выработки электроэнергии (ГВтч) – план ГАК «Узбекэнерго»
254000	План подачи тепла за год (Гкал) – Сммотри пункт Е.4.
0,3455	Общий тепловой КПД существующих блоков в базовом году (2001)
93000	Годовой расход природного газа в базовом году (ТДж)
19100	Годовой расход мазута в базовом году (ТДж)

Общий тепловой КПД (по LHV) электростанции в базовом году (2001)

- a. Выработка электроэнергии = $10503 \text{ (ГВтч)} * 3600 = 37810 \text{ ТДж}$
 b. Подача тепла = $226697 \text{ (Гкал)} * 4,19 = 950 \text{ ТДж}$
 c. Расход природного газа = $3174,6 * 29,31 * 10^6 \text{ (Дж/кг)} = 93000 \text{ ТДж}$
 d. Расход мазута = $651,9 * 29,31 * 10^6 \text{ (Дж/кг)} = 19100 \text{ ТДж}$
 e. Общий тепловой КПД = $(37810 + 950) / (93000 + 19100) = 0,3455$

29.31 LHV эталонного топлива (7000 ккал/кг = $29,31 * 10^6 \text{ Дж/кг}$)

ДРУГОЙ СЛУЧАЙ “ОЦЕНКИ” ВЫБРОСОВ CO₂

В указанной «оценке» фактор работы ПГУ взят на уровне 85%, (который известен как средний уровень эксплуатации ПГУ в других странах), затем совокупный выброс CO₂ с электростанции 6720 тыс. тон CO₂ в год. Но в случае уменьшения фактора работы ПГУ на

10 % до 76.5% и неизменности других условий «оценки», общий выброс CO₂ с электростанции увеличиться примерно на 80 тыс. тон CO₂ до 6800 тыс. тон CO₂ в год.

Е.2. Описание формулы, использованной для оценки потерь, определенных как: чистое изменение антропогенных выбросов по источникам парниковых газов, которые происходят вне рамок проекта, которые измеряемы и соотносимы к проектной деятельности:

В дополнение к выбросам CO₂ с электростанции, в расчет принимается также утечка метана из газопровода, которая также считается выбросом GHG. Однако, представляется трудновыполнимым измерить данное количество, которое мало по объему (примерно 0,68%) в сравнении с общим выбросом CO₂ с электростанции (Смотри “Выбросы GHG вне рамок проекта” ниже), а включение внешних выбросов GHG вне рамок проекта увеличит объем сокращения выбросов CO₂. Таким образом, данный момент опущен в расчетах объема выбросов GHG.

Выбросы парниковых газов за пределами границ проекта

Расчеты ниже приведены для “ОЦЕНКИ” “выбросов парниковых газов за пределами границ проекта”. Они являются предварительными по следующим причинам.

- Уровень утечки природного газа (0,8%) от общего объема продаваемого объема для всех потребителей нефтегазовой компании, не являются фактическими утечками из газопровода проложенного между точкой распределения и электростанцией.
- Оцениваемое расстояние (500 км) может быть отличным от фактического расстояния между нефтеперерабатывающим заводом и электростанцией вследствие не знания какой именно завод поставляет мазут.
- Топливная эффективность железнодорожного локомотива (4,1гр/ткм) используется только при дальней транспортировке, а потребление топлива на сортировочных станциях и др. не учитываются.

Предварительный расчет выбросов GHG от утечек

$$5\,460\,000 * 0,8\% = 43\,700 \text{ тон CO}_2$$

$$561 \text{ тыс. тон} * 500 \text{ км} * 4,1 \text{ гр/ткм} / 10^6 * 29,31 * 44/12 * 21,1 * 0,99 = 1\,900 \text{ тон CO}_2$$

$$(43\,700 + 1\,900) / 6\,720\,000 \text{ (тон CO}_2) = 0,68\% \text{ -Отношение утечки вне границ проекта к общему выбросу с электростанции.}$$

5 460 000 (тон CO ₂)	выбросы CO ₂ от потребления природного газа выработке 11 770 ГВтч (планируемый объем электроэнергии) и 254 000 Гкал (подача тепла) существующими блоками и ПГУ.
561 (тыс. тон)	Расход мазута: то же
0,8%	Среднее отношение утечки к объему газа, продаваемому потребителям нефтегазовой компании.
500 (км)	Предполагаемое расстояние между НПЗ и электростанцией
4,1(гр/ткм)	Топливная эффективность дизельных железнодорожных локомотивов

Другие параметры, используемые в расчетах взяты из руководства IPCC.

Е.3. Сумма Е.1 и Е.2 представляющая выбросы по проектной деятельности:

6 720 тыс. тон CO₂/год – не включая утечки, равняется объему рассчитанному в пункте Е1.

Е.4. Описание формул, использованных для оценки антропогенных выбросов по источникам базовых парниковых газов:

Базовые выбросы CO₂ оцениваются в 7 460 тыс. тон CO₂. Следующие расчеты были выполнены для оценки выбросов CO₂ с электростанции до начала фактической работы ПГУ, предполагая, что вырабатывается 11 770 ГВтч, которые запланированы ГАК «Узбекэнерго». Однако, из-за отсутствия конкретных данных по плановому теплообеспечению на данный период, предполагается что в расчетах используется отношение между выработанной электроэнергией и теплом в базовый год (2001 год).

Выбросы CO₂ по электростанции без ПГУ

- a. Выработка электроэнергии запланированная на год = 11770 ГВтч = 42400 ТДж
- b. Подача тепла запланированная на год = $226697 / 10503 * 11770 = 254000$ Гкал
- c. Общий выход = $42400 + (254000 / 1000 * 4,19) = 43430$ ТДж
- d. Общий расход топлива = $43430 / 0,3455 = 125700$ ТДж
- e. Расход природного газа = $125700 \text{ ТДж} / (93000 + 19100) \text{ ТДж} * 93000 \text{ ТДж} = 104300$ ТДж
- f. Расход мазута = $128300 \text{ ТДж} / (93000 + 19100) \text{ ТДж} * 19100 \text{ ТДж} = 21400$ ТДж
- g. Выбросы CO₂ от сжигания природного газа = $104300 \text{ ТДж} * 44/12 * 15,3 * 0,995$
- h. Выбросы CO₂ от сжигания мазута = $21400 \text{ ТДж} * 44/12 * 21,1 * 0,99$
- i. Общий годовой выброс CO₂ по электростанции = 7460 тыс. тон CO₂

11770	Планируемая выработка электроэнергии (ГВтч)
226697	Подача тепла в базовом году (Гкал)
10503	Выработка электроэнергии в базовом году (ГВтч)
93000	Расход природного газа в базовом году (ТДж)
19100	Расход мазута в базовом году (ТДж)
0,3455	Общий тепловой КПД в базовом году (смотри "Общий тепловой КПД в базовом году" пункт Е.1.)

Е.5. Разница между пунктами Е.4 и Е.3 представляет сокращение выбросов по проектной деятельности:

“ОЦЕНКА” сокращения выбросов CO₂

Предполагая что ПГУ находится в работе, сокращение выбросов CO₂ оценивается в 740 тысяч тон CO₂ в год.

Е.6. Таблица показывает значения, полученные при использовании вышуприведенной формулы:

Выбросы CO₂ после начала работы ПГУ

Items	Values
Основные выбросы CO₂	All values when applying formulae above shall be calculated with actual data which are to be obtained through the monitoring.
Выбросы CO₂ от ПГУ	
Сокращение выбросов CO₂	

“ОЦЕНКА” выбросов CO₂

Пункт	Значение
Основные выбросы CO₂ (без ПГУ)	
Выработка электроэнергии на запланированный год	11 770 ГВтч : 42 400 ТДж
Выработка тепла на запланированный год	254 000 Гкал
Калории выработки электро- и теплоэнергии	43 400 ТДж
Расход природного газа	104 300 ТДж
Расход мазута	21 400 ТДж
Общий выброс CO ₂ по электростанции	7 460 тыс. тон CO ₂
Выбросы CO₂ по электростанции (с ПГУ)	
Выработка электроэнергии на ПГУ	2 800 ГВтч
Выработка на существующих энергоблоках	8 970 ГВтч : 32 300 ТДж
Выработка тепла на существующих энергоблоках	254 000 Гкал
Расход природного газа	80 100 ТДж
Расход мазута	16 400 ТДж
Общий выброс CO ₂ по электростанции	6 720 тыс. тон CO ₂
Сокращение выбросов CO₂	740 тыс. тон CO ₂

Е. Влияние на окружающую среду**Е.1. Документы по анализу воздействия на окружающую среду, включая приграничное влияние**

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) сфокусированная на пуске нового энергоблока ПГУ в рамках проекта модернизации Ташкентской тепловой электростанции была проведена в ноябре 2002 года силами АО «Теплоэлектропроект». Данный ОВОС был одобрен Председателем Госкомприроды Республики Узбекистан в марте 2003 года. (Смотри прилагаемый отчет ОВОС с результатами оценки.)

Е.2. Считают ли участники проекта или страна-заказчик воздействие значительным:

Экологическое воздействие считается участниками проекта следующим: было оценено экологическое воздействие ПГУ во время строительства, установки, монтажа и эксплуатации. Предлагаемая ПГУ использует последние «чистые» и высокоэффективные энергетические технологии, включая ряд мер по уменьшению вредного воздействия на окружающую среду. Результат оценки показал, что никаких технологических воздействий, вызванных строительством, установкой и работой ПГУ не являются значительными, а сам проект вносит вклад в сохранение окружающей среды и другие аспекты.

При проведении оценки воздействия на окружающую среду использовались следующие стандарты и нормативы.

- Природоохранные стандарты Республики Узбекистан
- Стандарты Госкомприроды Республики Узбекистан
- Руководство по качеству воздуха Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ)
- Стандарты Европейского Союза (рамочное руководство по оценке и менеджменту качества окружающего воздуха 96/62/ЕС)
- Стандарты Всемирного банка “Тепловая электроэнергия: Руководство по новым энергоблокам”, 1998

Г. Комментарии участников**Г.1. Краткое описание по процессу сбора и организации комментариев местных участников:**

Будут проведены общественные слушания для реализации следующих этапов.

Этап 1. Информирование организаций заинтересованных в общественных слушаниях

Составитель ОВОС (АО «Теплоэлектропроект»); Заказчик ОВОС (ГАО «Узбекэнерго»); представители электростанции, местные органы власти, махаллинские комитеты, ТЭПСКО, население были уведомлены об условиях проведения общественных слушаний до 10 июня 2003 года.

Этап 2. Предоставление информации и уведомление о проведении общественных слушаний

Конечная дата 2 этапа была 18 июня 2003 года. Было подготовлено резюме с результатами ОВОС относительно модернизации электростанции, которое включало информацию о возможном ознакомлении с подробными материалами ОВОС в административном здании электростанции и махаллинском комитете с 20 по 25 июня 2003 года (Отчет ОВОС был заранее доступен для всех заинтересованных лиц, начиная с 8 июня 2003 года). Резюме также содержало просьбу к жителям о выражении своего мнения по данной информации. Двести копий резюме на узбекском и русском языках были распространены среди местных жителей.

Этап 3. Опрос и общественные слушания

Был проведен предварительный опрос населения, а также сбор мнений о результатах ознакомления с отчетом ОВОС; данная деятельность выполнена собственными силами ТЭПа и электростанции; общее собрание участников общественных слушаний было проведено в здании электростанции. Помещение для проведения было выбрано с расчетом вместимости 60-70 человек.

Этап 4. Решение о том как реагировать на мнения

Смотри пункт Г.3. ниже.

Г.2. Полученное резюме по комментариям:

На собрании были заданы вопросы о шумовом воздействии ПГУ, чрезвычайных ситуациях, природоохранных проблемах связанных с работой ПГУ. Разработчики ОВОС дали полные ответы по каждому вопросу. Участникам были предоставлены данные о состоянии окружающей среды до и после модернизации. На собрании разработчики ОВОС и управленческий состав электростанции разъяснили о целях проекта для достижения понимания со стороны населения, для того чтобы участники могли взвесить все «за» и «против» модернизации. Важно отметить что был проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций, степень риска их возникновения и мер предотвращения их последствий также обсуждались на собрании. Анализ опроса и обобщение результатов общественных слушаний показали отсутствие возражений у населения в связи с проектом модернизации электростанции и вводом в эксплуатацию ПГУ. Население выразило положительные мнения в связи с реализацией проекта. Для детального ознакомления с результатами общественных слушаний смотри Отчет ОВОС.

Г.3. Отчет о том какие меры приняты в связи с полученными комментариями:

Было предложено не принимать никаких конкретных мер в связи с полученными на общественных слушаниях мнениями населения.

Приложение 1**КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТНОЙ
ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Организация:	Государственная акционерная компания «Узбекэнерго» (ГАК «Узбекэнерго»)
Улица:	Ул. Хорезмская 6
Здание:	----
Город:	Ташкент
Область:	----
Индекс:	700000
Страна:	Республика Узбекистан
Телефон:	+998-71-133-5618
Факс:	+998-71-133-5618
Эл. Почта:	----
Интернет:	----
Контактное лицо:	
Должность:	Начальник Отдела привлечения иностранных инвестиций
Обращение:	----
Фамилия:	Хамидов
Имя:	Шухрат
Отчество:	Вахидович
Отдел:	Отдел привлечения иностранных инвестиций
Сот. Тел.:	----
Факс:	+998-71-133-5618
Телефон:	+998-71-133-5618
Эл. почта:	----

Организация:	Ташкентская тепловая электростанция (ГАК «Узбекэнерго»)
Улица:	----
Здание:	----
Город:	Кибрайский район
Область:	Ташкентская область
Индекс:	702169
Страна:	Республика Узбекистан
Телефон:	+998-71-136-9310
Факс:	+998-71-260-3361
Эл. почта:	----
Интернет:	----
Контактное лицо:	
Должность:	Директор Ташкентской тепловой электростанции
Обращение:	----
Фамилия:	Толипов
Имя:	Рахимджон
Отчество:	Толипович
Отдел:	
Сот. телефон:	----
Факс:	+998-71-136-9310
Телефон:	+998-71-260-3361
Эл. почта:	----

Организация:	Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. (TEPSCO)
Улица:	3-3 Higashi-Ueno 3-Chome
Здание:	----
Город:	Taitoku
Область:	Tokyo
Индекс:	110-0015
Страна:	Japan
Телефон:	+81-3-4464-5913
Факс:	+81-3-5818-1224
Эл.почта:	----
Интернет:	http://www.tesco.co.jp
Контактное лицо:	
Должность:	Начальник управления инвестиционных проектов
Обращение:	----
Фамилия:	Миката
Имя:	Кенджи
Отчество:	----
Отдел:	Центр зарубежной деловой деятельности
Сот.телефон:	----
Факс:	----
Телефон:	----
Эл.почта:	k_mikata@tepsco.co.jp

Приложение 2**ИНФОРМАЦИЯ КАСАТЕЛЬНО ГОСУДАРСТВЕННОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ**

Строительство нового здания для ПГУ, закупка и установка систем ПГУ и другие работы, относящиеся к выполнению проекта, требуют финансирования в размере 220 млн. долл. США. Из этого объема 85% (восемьдесят пять) финансирования для реализации проекта будут предоставлены Японским банком международного сотрудничества (JBIC) посредством кредитной схемы (кредитное соглашение было подписано в марте 2002 года с процентной ставкой 0,75% годовых со сроком погашения 40 лет (с 10-летним льготным периодом). Оставшаяся часть (15%) должна быть покрыта ГАК «Узбекэнерго».

Приложение 3

НОВАЯ БАЗОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ

1. Заголовок предлагаемой методологии:

“Выбросы «парниковых газов» на теплоэлектростанции”

2. Описание методологии:

2.1. Общий подход

- Соответствующие Фактические существующие или исторические выбросы:
 - Технологические выбросы, представляющие экономически привлекательный курс действий, с учетом препятствий для инвестиций;
 - Средний уровень выбросов по схожей проектной деятельности, предпринятой в предыдущие пять лет в схожих экономических, социальных, экологических и технологических условиях, чей показатель среди 20% лучших показателей в своей категории.

2.2. Общее описание (другие характеристики подхода):

Базовые выбросы GHG определяются как выбросы CO₂ с существующих энергоблоков если эти энергоблоки вырабатывают равное количество электроэнергии что фактически вырабатывает ПГУ. В оценке базовых выбросов CO₂ до фактической установки ПГУ применяются показатели запланированной выработки электроэнергии. Данный план выработки приводится в перспективном плане, разработанном ГАК «Узбекэнерго».

3. Ключевые параметры / предположения (включая факторы выбросов и уровни деятельности), используемые и предполагаемые источники данных:

Ключевые параметры/предположения (после фактического пуска ПГУ в эксплуатацию)

Ключевые параметры	Значения
Для ПГУ	
Выработка электроэнергии	Фактическая выработка электроэнергии ПГУ
Расход природного газа	Фактический расход природного газа на ПГУ
Расходуемая LHV топлива	Фактический LHV
Для базовых уровней	
Выработка электроэнергии 1	Фактическая выработка электроэнергии существующими энергоблоками
Выработка электроэнергии 2	Фактическая выработка электроэнергии на ПГУ
Расход природного газа	Фактический расход природного газа существующими энергоблоками
Расход мазута	Фактический расход мазута существующими энергоблоками
Расходуемая LHV топлива	LHV расходуемого топлива
Из руководства IPCC	
Фактор выбросов углерода природного газа (тон C/ТДж)	15,3

Доля окисленного углерода природного газа	0,995
Фактор выбросов углерода мазута (тон С/ТДж)	21,1
Доля окисленного углерода мазута	0,99
Фактор конверсии в двуокись углерода	44/12

Ключевые параметры/предположения в “ОЦЕНКЕ”

Ключевые параметры	Значение
Для расчета базовых выбросов CO₂	
Выработка электроэнергии	11 770 ГВтч (запланировано ГАК «Узбекэнерго»)
Подача тепла	Рассчитывается на основании показателей базового года
Расход природного газа	
Расход мазута	
LHV эталонного топлива	29,31
Для ПГУ	
Мощность выработки электроэнергии	376 МВт
Коэффициент эксплуатации	0,85
Тепловой КПД	56,7
Выработка электроэнергии	2 800 ГВтч
LHV эталонного топлива	29,31
Для существующих энергоблоков (с ПГУ)	
Выработка электроэнергии	11 770 – 2 800 ГВтч
Подача тепла	Рассчитывается на основании показателей базового года
Расход природного газа	
Расход мазута	
Тепловой КПД	34,55
LHV эталонного топлива	29,31
Из руководства IPCC	
Фактор выбросов углерода природного газа (тон С/ГДж)	15,3
Доля окисленного углерода природного газа	0,995
Фактор выбросов углерода мазута (тон С/ГДж)	21,1
Доля окисленного углерода мазута	0,99
Фактор конверсии в двуокись углерода	44/12

4. Определение рамок проекта, относящихся к базовой методологии:

С точки зрения работы электростанции цепочка процессов может быть разбита на две крупные части. Одна часть это транспортировка топлива от поставщиков, другая это потребление топлива и выработка электроэнергии и тепла. Данное разделение также может быть обусловлено с точки зрения управления электростанцией. При этом большая часть выбросов CO₂ (свыше 99 % совокупного выброса GHG по проектной деятельности) исходит от энергоблоков, а оставшаяся часть выбросов (менее 1%) исходит от утечки газопровода и при транспортировке мазута. Таким образом, рамки проекта базовой методологии проведены между пределами электростанции и ее внешними факторами (указано в таблице).

	В рамках проекта	Граница проекта	За рамками проекта
ВСЕГО выбросов GHG	Эксплуатация станции • ПГУ: • Существующие блоки		Обеспечение топливом • Газопровод • Транспортировка мазута
	Выбросы CO ₂ по: • Выработка Эл.энергии • Выработка тепла		Выбросы GHG от: • Утечки газопровода • Расход топлива при транспортировке мазута

(=100%)	(> 99%)	(<1%)
---------	---------	-------

5. Оценка неопределенности:

Нижеследующее описывает вопрос неопределенности в связи с выбросами GHG с электростанции и то, как он решается в методологии.

- Выбросы CO₂ с электростанции трудно измерить в практическом плане, поэтому они оцениваются на основании расчетов расхода топлива. Таким образом, присутствует некоторая разница между фактическим и оценочным результатом.
- Утечки внешние к границам проекта также трудно измерить, поэтому они исключены из методологии. Однако их количество и объем очень малы. Они оцениваются менее 1% от совокупного объема выбросов CO₂ с электростанции. Таким образом, они имеют малое влияние на проектную деятельность с точки зрения выбросов GHG.

6. Описание как методология относится к расчетам базовых выбросов и определению дополнительных факторов проекта:

Методология имеет два подхода к проведению расчетов CO₂.

- Оценка выбросов CO₂ до начала фактической работы ПГУ;
- Мониторинг выбросов CO₂ при работающей ПГУ.

Разница в условиях подхода к расчету выбросов CO₂ между двумя способами – это начальные данные для расчета. В “ОЦЕНКЕ” выбросы CO₂ рассчитываются из планируемого объема выработки электроэнергии, с другой стороны в “Мониторинге” расчет производится по данным фактического расхода топлива с применением следующих формул. (Смотри пункт “В.1. Базовая методология” и пункт “Е. Расчет выбросов GHG по источникам”)

Дополнительные факторы проекта

ПГУ имеет более высокий тепловой КПД (56,7%) чем существующие энергоблоки (34,55%, которые были определены по фактической работе в 2001 году). Это означает, что ПГУ вырабатывает больше электроэнергии, чем существующие энергоблоки при одинаковом расходе топлива, в тоже время ПГУ расходует меньше топлива по сравнению с существующими энергоблоками при выработке одинакового объема электроэнергии. Таким образом, внедрение ПГУ представляет собой дополнительный фактор с точки зрения сокращения выбросов CO₂.

7. Описание как базовая методология обходится с потенциальными утечками по проектной деятельности:

Граница проекта проведена между электростанцией, которая определена как находящаяся в рамках проекта, и внешними объектами, которые определены как вне пределов проекта. Методология сфокусирована на выбросах внутри границ проекта по следующим причинам.

- Количество выбросов GHG менее 1% от всего объема выбросов с электростанции.
- Представляется трудным произвести замеры.
- Включение выбросов GHG вне рамок проекта имеет положительный эффект на сокращении выбросов GHG.

8. Критерии использованные при разработке предлагаемой базовой методологии, включая объяснение как базовая методология была разработана на принципах прозрачности и консерватизма:

Базовая методология разработана на следующих принципах.

- Информация и данные, используемые в методологии надежны вследствие результатов инженерного изучения.
- Формулы расчетов являются общепринятыми и широко известными.
- Настолько насколько это возможно, в методологии применяются общеизвестные коэффициенты, такие как коэффициенты, определяемые в руководстве IPCC.
- Все оценки должны быть основаны на фактических эксплуатационных данных прошедших лет и планируемых эксплуатационных данных.

9. Оценка положительных и слабых сторон базовой методологии:

Методология “Выбросы парниковых газов на тепловых электростанциях” имеет следующие сильные и слабые стороны.

Потенциальные сильные стороны

- Выбросы CO₂ легко рассчитываются, потому что они основаны на расчетах расхода топлива, который отслеживается ежедневно на электростанции.
- Источники всех значений четкие и надежные.
- Формула расчета выбросов CO₂ и их сокращения просты.

Слабые стороны

- В данном методе, выбросы CO₂ определяются расчетами, основанными на расходе топлива, а не на измерении фактического выброса в атмосферу, результаты расчетов могут иметь некоторую разницу с фактическим выбросом.
- Выбросы GHG вне рамок проектной деятельности не учитываются вследствие трудности их замера и малого количества (они оцениваются менее 1% от совокупного выброса CO₂ с электростанции при выработке электроэнергии и тепла).

10. Другие факторы, такие как описание учитываемых национальной политики, политики развития отрасли и других обстоятельств:

При разработке методологии учитывались следующие моменты.

- Узбекистан установил природоохранные стандарты и нормативы на выбросы загрязнителей в атмосферный воздух, таких как двуокись азота, оксид азота, двуокись серы, оксид углерода и др., выбросы CO₂ не включены, а также на загрязнение сбросных вод, твердых отходов, шума и других опасных выбросов.
- Электростанция является организацией, которая отчитывается перед соответствующими властями о составе выбрасываемых загрязнителей. Для проведения анализа и проверки состава выбрасываемых в атмосферу и воду загрязнителей на электростанции имеется лаборатория. Однако, электростанция не проводит проверку выбросов CO₂ и не имеет порядка проведения анализа выбросов CO₂ и проведения расчета их объема.
- Узбекистан также заявил о своих усилиях по уменьшению изменения климата, и в соответствии с этой политикой осуществляет различные проекты с наименьшим влиянием на окружающую среду. Однако, Узбекистан не имеет каких-либо законов и нормативов

стандартов отдельно регулирующих проекты МЧР вследствие отсутствия в Узбекистане на сегодняшний день проектов МЧР.