

## 5.6 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

### 5.6.1 Система организации эксплуатации и технического обслуживания

Для новой ПГУ потребуются совершенно новые, отличные от существующей, системы организации эксплуатации и технического обслуживания. Поэтому люди, которые будут работать на новом оборудовании и которые будут выбраны из числа работающих на существующем оборудовании, будут составлять новое подразделение, т.е. начнут работу с самого начала, с пробного пуска и до эксплуатации нового оборудования. Единственно новые отделы, которые должны быть дополнительно созданы - это отдел эксплуатации, который будет заниматься вопросами эксплуатации и отделение для выполнения обслуживания и проведения ремонта нового блока. Остальная часть работы, связанная с работой новым блоком, может выполняться имеющимися на станции подразделениями. Но прежде чем, произвести отбор персонала для работы на новом блоке, необходимо сначала эти подразделения дополнительно укомплектовать персоналом.

Эксплуатационный персонал нового блока должен быть сбалансированным, т.е. состоять как из квалифицированных опытных работников, т.е. ветеранов труда, так и молодых начинающих рабочих. Прежде чем приступить к пробному пуску и эксплуатации блока, персонал, отобранный для работы на новом блоке, должен пройти обучение на тренажерном оборудовании и полностью понимать технологию производства, чтобы не иметь проблем в время эксплуатации нового блока. В отделе эксплуатации должны остаться работать те сотрудники, которые участвовали в монтажных и пуско-наладочных работах по новому блоку. Должны быть сформированы три бригады для проведения проверок и обслуживания газовой и паровой турбин, котла-утилизатора, электрической системы и устройств управления. Работа технического персонала должна охватывать все вопросы технического обслуживания, начиная с разработки планов всех видов обслуживания до управления, распределения средств и ресурсов и осуществления контроля за проведением обслуживания и ремонта. Новый энергоблок - это первая парогазовая установка, которая будет эксплуатироваться в Узбекистане, и многие рабочие будут впервые работать с газовой турбиной. Поэтому потребуется приложить все усилия, чтобы научить рабочих новой технологии с помощью таких средств, как курсы обучения, организуемые предприятием-изготовителем.

## 5.6.2 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

### (1) Особенности новой ПГУ

Отличительной особенностью новой парогазовой установки, строительство которой планируется на ДП «ТашТЭС», является то, что газовая и паровая турбины работают на отдельных валах, и она состоит из газовой турбины, котла-утилизатора и паровой турбины. По сравнению с обычным тепловым энергоблоком новая парогазовая установка имеет следующие преимущества:

- Высокий КПД / экономия ресурсов
- Быстрый пуск и отключение (низкие пусковые потери)

Парогазовая установка имеет ряд других преимуществ, в частности, таких как :

#### a) Тепловой КПД

Отличительной характеристикой парогазовой установки является то, что она имеет тепловой КПД до 55 % при работе с высокой нагрузкой (на топливе с низкой теплотворной способностью), обеспечивая при этом высокую теплопроизводительность. Однако, если снижается нагрузка газовой турбины в целях снижения удельной мощности, то соответственно снижается и КПД, поскольку уменьшается нагрузка. Это происходит потому, что КПД блока в основном зависит от характеристики КПД газовой турбины. При работе с низкой нагрузкой тепловой КПД парогазовой установки ниже, чем у обычного энергоблока тепловой станции. Поэтому для того, чтобы обеспечить высокий тепловой КПД новой парогазовой установки, строительство которой планируется на ДП «ТашТЭС», необходимо поддерживать максимально высокую нагрузку газовой турбины.

#### b) Характеристики ПГУ

У большей части газовых турбин количество отходящих газов постоянно при любой нагрузке, при изменении нагрузки меняется только температура отработанных газов. Что же касается парогазовой установки, то здесь наоборот, поскольку входной направляющий аппарат компрессора газовой турбины спроектирован так, что с помощью регулирования его положения можно уменьшить количество отходящих газов при работе с низкой нагрузкой. В результате этого повышается температура отходящих газов, что способствует максимальной регенерации тепла в котле-утилизаторе, и в то же время обеспечивает требуемую температуру основного пара.

Что касается характеристики котла-утилизатора, то здесь температура пара зависит от температуры отходящих газов. (На блоках класса свыше 1300°C, температура отходящих газов очень высокая, поэтому используются устройства впрыска, чтобы поддерживать температуру основного пара и пара промперегрева на уровне номинальной температуры. (Если нагрузка составляет около 50 % или выше, температура основного пара и пара промперегрева остается стабильной.)

Из-за характеристик отходящих газов газовой турбины, работающей с низкой нагрузкой, температура намного ниже, чем у обычного теплового энергоблока, поэтому требуется снизить скорость изменения нагрузки, чтобы уменьшить тепловое напряжение ротора паровой турбины, когда предполагается значительное изменение нагрузки.

с) Управление парогазовой установки

(а) Устройства управления газовой турбины

Существуют два способа регулирования газовой турбины: регулирование расхода топлива и регулирование угла входного направляющего аппарата. Регулирование расхода топлива предполагает регулирование подачи топлива на газовую турбину. Это регулирование осуществляется с помощью программы регулирования подачи топлива при запуске турбины, регулирования скорости и нагрузки с помощью регулятора, и регулирование температуры для того, чтобы ограничить температуру сжигания газа и, тем самым, предупредить перегрев высокотемпературной части турбины. Регулирование положения входного направляющего аппарата применяется для того, чтобы при повышении температуры отходящего газа, когда газовая турбина работает с частичной нагрузкой, уменьшить диапазон изменения температуры пара, вырабатываемого в котле-утилизаторе после подключения генератора к сети.

При работе с частичной нагрузкой угол входного направляющего аппарата открыт наполовину. Он открывается по мере повышения температуры выхлопа из-за повышения мощности и увеличения потока воздуха.

Кроме того, ведется контроль камеры сгорания с низким показателем NOx, который позволяет отрегулировать соотношение рассеиваемой и заранее приготовленной сжигаемой смеси, регулировка момента зажигания или впрыска подаваемого потока воздуха. Необходимо учитывать следующие моменты:

- Обеспечение устойчивого горения

- Снижение количества  $\text{NO}_x$  в отходящих газах
- Ограничение вибрации горения
- Сокращение количества изменений нагрузки при переключении методов горения

(b) Регулирование паровой части

Основные виды управления котла-утилизатора и паровой турбины:

- Управление контрольным клапаном
- Контроль уровня воды в барабане
- Регулирование рециркуляции в экономайзере
- Управление обходной системой турбины

Производство пара в котле-утилизаторе меняется в зависимости от выходной мощности газовой турбины, для чего предусмотрена функция осаднения с задержкой по времени. Во время пуска открытие регулирующего клапана согласуется с обходной системой турбины, чтобы не очень сильно изменился уровень воды в барабане при повышении выходной мощности турбины. С помощью регулирующего клапана также ограничивается увеличение пусковых потерь и увеличивается разница температуры охладителя на входе и выходе конденсатора при прохождении сгенерированного пара в конденсатор через задвижку обводного трубопровода. Во время работы с номинальной нагрузкой этот клапан полностью открыт.

Уровень воды в барабане в основном регулируется по измерению отклонения воды, расходом питательной воды, и количеством пара. Одной из особенностей установки ПГУ является то, что количество тепла, подаваемого на вход в котел-утилизатор, больше количества тепла, подаваемого при запусках обычных тепловых энергоблоков. Поэтому, задаваемое значение уровня воды в барабане при запуске устанавливается ниже задаваемого при нормальном режиме эксплуатации, будет ограничивать внезапное повышение уровня воды в барабане, вызванного внезапным поглощением теплоты. Питательная вода подается в барабан прямо из конденсатора с помощью конденсатного насоса (питательного насоса низкого давления) и питательного насоса ВС/СД, поэтому объем подачи может сильно меняться в зависимости от изменения уровня воды в барабане. Поэтому невозможно установить высоту всасывания конденсатного насоса, что создает излишне высокий уровень воды. Поэтому, необходимо учитывать баланс всей системы в целом, когда нужно определить ответное действие регулирующего питательного клапана на изменение уровня воды в барабане.

Система рециркуляции экономайзера гарантирует, что температура питательной воды будет выше заданной величины, и таким образом предотвращает низкотемпературную коррозию (кислотная точка росы) на выходе газохода отходящих газов. Нагреватель питательной воды не входит в цикл регенерации тепла отходящих газов, конденсат из конденсатора подается сразу в котел-утилизатор для оптимизации процесса регенерации тепла.

Обходной трубопровод турбины предназначен для регенерации избыточного пара в конденсаторе во время пуска/останова и при отключении нагрузки. Для отключения нагрузки и других случаев, когда контрольный клапан резко закрывается, тут же закрывается заслонка обходного трубопровода, которая ограничивает отклонения уровня воды в барабане из-за изменения давления.

## (2) Операции пуска/останова парогазовой установки

Операция пуска/останова предполагает выполнение пяти основных процессов.

### а. Операция пуска

#### (а) Запуск системы охлаждения

После запуска циркуляционного насоса, открываются клапаны в системе подачи циркуляционной воды и трубы и камера конденсатора заполняются водой. После заполнения камеры, запускается циркуляционный насос (низкого давления насос питательной воды) и затем открываются клапаны до достижения рабочего уровня

#### (b) Повышение вакуума

Выполняется герметизация сальника с помощью уплотнительного пара. Все операции, выполняемые с этого момента до того момента, когда поднимется уровень вакуума, нужно выполнять в той же последовательности, как и на обычном тепловом энергоблоке.

#### (с) Запуск котла-утилизатора (Регулирование уровня воды в барабане)

Запускается питательный насос и питательная вода подается в барабан до тех пор, пока уровень воды не поднимется до заданного уровня. После пуска газовой турбины тепло отходящих газов используется вода нагревания воды, которая нагревается в паропроводах с образованием пузырей. Поскольку температура воды растёт, увеличивается ее объем, поэтому необходимо, что уровень воды был задан

ниже, чем нормальный уровень воды. После того, как регулирование уровня воды в барабане выполнено, открывается выходная заслонка котла-утилизатора и готовится к запуску газовая турбина.

(d) Пуск газовой турбины

Для выполнения пуска газовой турбины требуется дополнительный источник к энергии на стадии между продувкой и зажиганием, и после зажигания в период набора скорости. После зажигания, начинается процесс регулирования частоты вращения газовой турбины, которая регулируется количеством подаваемого топлива (расходом топлива).

Отходящие газы газовой турбины переносят и отдают тепло в котел-утилизатор. Когда на входе идет активный процесс поглощения тепла, то на выходе температура растет медленно. Наоборот, когда поглощение тепла на входе низкое, тогда на выходе температура быстро растет. Количество поглощения тепла определяется по давлению в барабане высокого давления, и зависит от регулирования давления основного пара перепускным клапаном турбины. Когда котел-утилизатор горячий, и температура отходящего газа низкая, поглощение тепла на высокой стороне будет тоже низкой, создавая, таким образом, условия для подъема температуры на стороне низкого давления. И наоборот, когда котел холодный, тепло отходящего газа переносится в сторону высокого давления и там повышается температура, и поэтому на стороне низкого давления она почти не поднимается. Конструкция котла-утилизатора имеет секции высокого давления, промежуточного и низкого давления, но поскольку вытяжные и вентиляционные трубопроводы являются прямоточными, поэтому все влияния на стороне входа отражаются и на стороне выхода. Источником теплоты является отходящий газ газовой турбины, так что, когда повышается скорость газовой турбины, невозможно увеличивать или уменьшить количество отходящего тепла со стороны потребления котла-утилизатора.

(e) Параллельное подключение к сети /повышение нагрузки

Сначала с помощью регулятора газовой турбины генератор подключается к источнику энергии для достижения синхронного режима. После параллельного подключения к сети и выхода на первоначальную нагрузку, мощность увеличивается. Регулирование нагрузки осуществляется с помощью увеличения расхода топлива. При пуске газовой турбины в автономном режиме, с нормальной скоростью увеличения нагрузки расход, проблем не возникает. Но при повышении выходной мощности турбины, температура отходящих газов резко повышается,

поэтому необходимо учитывать увеличение теплового напряжения на выходе котла-утилизатора, а также тепловое напряжение паровой турбины из-за повышения температуры пара. Необходимо установить соответствующее значение увеличения расхода топлива и удерживать нагрузку в течение заданного времени.

До тех пор, пока вакуум конденсатора и параметры пара не достигнут заданного значения, контрольный клапан паровой турбины должен быть закрыт. Когда температура основного пара достигнет предельное значение допустимой температуры металла паровой турбины, необходимо выполнить азрацию. После этого необходимо установить контрольный клапан в положение, при котором происходит парообразование. Давление основного пара регулируется контрольным клапаном, и повышается при открытии клапана до заданного значения. Клапан обходной системы турбины закрывается, и весь поток основного пара через регулирующий клапан подается на паровую турбину. Если контрольный клапан открывается слишком быстро, это приведет к потере давления основного пара. Если же он открывается слишком медленно, это приведет к резкому повышению давления основного пара, поэтому необходимо регулировать в соответствии с выходной мощностью газовой турбины. После азрации клапан обходной системы быстро закрывается, повышая тем самым количество рабочего пара в паровой турбине, чтобы снизить до минимума пусковые потери. Это помогает избежать попадания большого количества острого пара из обходной системы турбины в конденсатор, что может привести к превышению допустимого перепада температур охладителя на входе и выходе конденсатора. После набора скорости турбиной до заданного значения оборотов в минуту, необходимо подключиться к сети. Эта операция выполняется так же, как и при операции пуска обычного теплового энергоблока.

## в. Операции отключения

### (а) Снижение нагрузки

При снижении нагрузки паровой турбины, уменьшается расход пара, вызывая закрытие распределительного клапана до снижения выходной мощности газовой турбины, чтобы не вызвать снижения температуры пара. Однако, если распределительный клапан закрывается очень быстро, большое количество острого пара будет поступать на конденсатор, минуя паровую турбину, и тем самым, увеличивая потери из-за простоя и разницу температур охладителя между входом и выходом конденсатора. Для предотвращения этого необходимо установить синхронизацию между началом операции закрытия клапана и скоростью закрытия. Последующее отключение от параллельной работы и операции отключения те же

самые, что и на обычном оборудовании. Во время этих операций снижается соответственно нагрузка газовой турбины.

(b) Отключение от параллельной работы/Отключение газовой турбины

После того, как газовая турбина отключилась от энергосистемы, поддерживается горение, снижается расход топлива и количество оборотов, постепенно уменьшается температура продуктов горения, уменьшается поток воздуха до прекращения горения, чтобы уменьшить тепловое напряжение газовой турбины. После прекращения горения, полностью закрывается выходной шибер котла-утилизатора, количество оборотов снижается от 100 до нескольких оборотов в минуту. Это предотвращает поддержание требуемого количества оборотов газовой турбины из-за влияния тяги в дымовую трубу, когда поток воздуха поступает в дымовую трубу через газовую турбину. Это также гасит котел-утилизатор при переходе газовой турбины в состояние поворота.

(c) Отключение котла-утилизатора

Остановите насос котла-утилизатора после того, как прекратилось горение и отрегулирован уровень воды в барабане, так же, когда он стабилизируется при выключении на ночь. Для проверки выключения, выполните продувку барабана.

(d) Потеря вакуума

Следуйте той же процедуре, как и для стандартного оборудования

(e) Отключение системы охлаждения

Следуйте той же процедуре, как и для стандартного оборудования

(3) Техническое обслуживание электростанции с комбинированным циклом

Техническое обслуживание всего оборудования электростанции с комбинированным циклом такое же, как и на обычной тепловой электростанции за исключением газовой турбины. Поэтому следующий раздел объясняет техническое обслуживание газовой турбины, наиболее важной часть комбинированного цикла.

а. Основные принципы технического обслуживания газовой турбины

Чтобы гарантировать работу газовой турбины и поддержание ее в хорошем состоянии в течение долгого времени, необходимо для профилактики, проводить кропотливые краткосрочные и длительные профилактические ремонты, соответствующие режиму эксплуатации объекта. В Таблице 5.6-1 перечислены



пункты необходимого управления и осмотров для включения в план технического обслуживания и ремонта газовой турбины. Эти пункты объясняются ниже.

Таблица 5.6-1 Управление и осмотры газовой турбины

Пункты	Управление/Осмотры
Управление	Установите стандарт управления для каждого пункта функционирования, чтобы проверять его состояние все время и выполнить соответствующее управление
Ежедневный осмотр	Установите процедуру визуального контроля для осмотров, выполняемых, по крайней мере, один раз в день и подтвердите позиции, приведенные в листе контроля.
Осмотр Камеры сгорания	Разберите камеру сгорания на части, включая всасывающую трубу насоса, которые находятся в неблагоприятных условиях, и осматривайте их, по крайней мере, один раз в год.
Периодические осмотры	<p>Для всего оборудования:            Разберите и осмотрите оборудование.</p> <p>② Проверьте эксплуатацию оборудования, и, если это необходимо, приведите его в порядок.</p> <p>③ Подтвердите отчетом.</p> <p>Выберите действия, которые будут выполняться в соответствующих комбинациях в зависимости от оборудования, и выполняете их с интервалом не больше чем два года.</p>

(а) Управление

Для понимания эксплуатационного режима газовой турбины и стабильной работы и сохранения оборудования в любое время, необходимо установить стандарты управления эксплуатацией множества следующих параметров для составления ежечасных отчетов и соответствующего управления.

- Выходной мощностью генератора
- Скоростью газовой турбины
- Давлением на выходе компрессора воздуха газовой турбины
- Температурой на входе компрессора воздуха газовой турбины
- Температурой сгорания газа на входе газовой турбины
- Давлением и температурой масла на входе в подшипник газовой турбины
- Состояние смазки

- Вибрацией газовой турбины
- Давлением масла в системе регулирования газовой турбины
- Параметрами используемого топлива
- КПД газовой турбины

(b) Ежедневные осмотры

Непрерывный осмотр работы оборудования - важная ежедневная работа, которая прогнозирует проблемы, позволяя обнаружить отклонения на раннем этапе и заблаговременно регистрировать отклонения в условиях вибрации. Особенно важно осматривать узлы после запуска и останова. Положения, которые должны быть проверены для каждой части оборудования приведены в Таблице 5.6-2.

Таблица 5.6-2 Положения ежедневного осмотра Газовой Турбины

Оборудование	Проверяемые позиции
Газовая Турбина	Аномальная вибрация, шум, нагревание или прочие ненормальности Утечка газообразного топлива или смазки Аномальность в несущих конструкциях или металлических опорах, или ослабление креплений
Компрессор воздуха	Аномальная вибрация, шум, нагревание или прочие ненормальности Утечка газообразного топлива или смазки Аномальность в несущих конструкциях или металлических опорах, или ослабление креплений
Топливное оборудование	Давление в системе Топливоснабжения Утечка газообразного топлива Аномальная вибрация, шум, или прочие ненормальности
Прочие	Аномальная вибрация, шум, деформация, утечки или прочие ненормальности Аномальность в несущих конструкциях или металлических опорах, или ослабление креплений Несоответствующий эксплуатационный режим рычагов или соединений

(с) Осмотр камеры сгорания

Обычно, осмотр камеры сгорания выполняется как часть периодических осмотров. Однако, из-за того, что это оборудование работает в неблагоприятных условиях при которых возможны внезапные вспышки и увеличение тепловых нагрузок, оно более подвержено износу, деформации и повреждению, чем прочие узлы. Поэтому оно должно быть осмотрено один раз в шесть месяцев, пока не будет приобретен опыт эксплуатации оборудования и будет установлено управление службой ремонта и технического обслуживания.

(d) Периодический осмотр

Для стабильной и высокопроизводительной эксплуатации газовой турбины регулярно должны производиться всесторонние осмотры, во время которых проблемные места должны быть отремонтированы, а также должен быть выполнен внутренний осмотр и техническое обслуживание. Желательный интервал для периодического контроля - один раз в год. Однако, этот интервал может быть увеличен с согласия изготовителя, при условии, что меры, принимаемые на месте, должны предотвратить неисправности и проблемы, и оборудование должно находиться в нормальном состоянии, а осмотры камеры сгорания должны проводиться с интервалами менее, чем один раз в год. Периодический осмотр должен выполняться в соответствии с процедурой, приведенной в Таблице 5.6-3.

Таблица 5.6-3 Периодический осмотр оборудования газовой турбины

Оборудо-вание	Регулярные периодические осмотры	Начальная проверка	Ежедневный осмотр	Замечания
Газовая турбина				
Корпус турбины	Снять верхнюю половину корпуса турбины для осмотра Выполнить Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью и измерения расстояний по необходимости.	Такая же	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль температуры газа на входе и выходе</li> <li>• Проверить утечку газа</li> <li>• Проверить аномальный шум</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется удалить верхние и нижние сборки сопел для осмотра корпуса турбины каждые 4-6 лет.</li> </ul>
Ротор, диск	Медленно вращать ротор без его извлечения, чтобы осмотреть: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ротор</li> <li>• Диск</li> <li>• Части крепления лопаток</li> <li>• Состояние монтажа противовеса</li> </ul> Выполнить при необходимости: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Измерить выбегание ротора</li> </ul>	Извлечь ротор чтобы осмотреть: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ротор</li> <li>• Диск</li> <li>• Части крепления лопаток</li> <li>• Состояние монтажа противовеса</li> </ul> Выполнить при необходимости: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Измерить выбегание ротора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль температуры межколесного пространства</li> <li>• Контроль вибрации вала</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется извлекать ротор для осмотра каждые 4-6 лет.</li> <li>• Рекомендуется выполнять осмотр целостности (твердость, структура, центральное отверстие, и т.д.) каждые 80,000 часов.</li> </ul>

Оборудование	Регулярные периодические осмотры	Начальная проверка	Ежедневный осмотр	Замечания
Сопла (мембранная, неподвижная лопатка, сопло турбины)	<p>Осмотреть сопла после удаления верхних сопел, но не более нижних сопел.</p> <p>Выполнить при необходимости:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцентной) жидкостью</li> <li>• Измерения расстояний</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> </ul>	<p>Осмотреть сопла после удаления верхних и нижних сопел.</p> <p>Выполнить при необходимости:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцентной) жидкостью</li> <li>• Измерения расстояний</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль температуры газа на входе и выходе турбины</li> <li>• Контроль температуры межколесного пространства.</li> <li>• Выполнить визуальный контроль через смотровое отверстие, используя бороскоп, когда турбина остановлена.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется извлекать верхние и нижние сопла для осмотра каждые 4-6 лет.</li> <li>• Рекомендуется извлекать сопло после 40,000 часов, для специального осмотра целостности (твердость, структура, и т.д.).</li> <li>• Рекомендуется осматривать сопла 1-й ступени во время осмотра камеры сгорания.</li> </ul>
Поворотные лопатки	<p>Медленно вращать лопаточный венец поворотных лопаток, когда они находятся в более низкой половине корпуса турбины, чтобы осмотреть следующие части:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Лопатки</li> <li>• Части крепления лопаток</li> </ul> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцентной) жидкостью</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> <li>• Осмотр отслоения покрытия</li> </ul>	<p>Извлечь ротор, чтобы осмотреть следующие части:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Лопатки</li> <li>• Части крепления лопаток</li> </ul> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцентной) жидкостью</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> <li>• Осмотр отслоения покрытия</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль вибрации вала</li> <li>• Контроль температуры на входе и выходе турбины</li> <li>• Контроль профиля распределения температур на входе и выходе турбины (Изменение и распределение).</li> <li>• Выполнить визуальный контроль через смотровое отверстие, используя бороскоп, когда турбина остановлена</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется извлекать ротор для осмотра каждые 4-6 лет.</li> <li>• Рекомендуется, извлекать лопатки для специального осмотра целостности (твердость, структура, и т.д.) каждые 40,000 часов.</li> </ul>

Оборудование	Регулярные периодические осмотры	Начальная проверка	Ежедневный осмотр	Замечания
Подшипник	Визуальный осмотр подшипника	Вскрыть и осмотреть подшипник. Выполнить при необходимости проверку проникающей (люминисцентной) жидкостью.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль входной и выходной температуры масла.</li> <li>• Контроль вибрации вала</li> <li>• Контроль количества и цвета масла на выходе.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Вскрыть подшипник для осмотра, когда ротор удален для осмотра</li> </ul>
Муфта сцепления валов	Медленно вращать муфту сцепления валов для ее осмотра, когда она находится в более низкой половине корпуса турбины. Измерить при необходимости выбегание.	Отсоединить муфту сцепления валов, для ее осмотра. Измерить при необходимости выбегание.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль вибрации вала.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется, извлекать ротор, для осмотра муфты сцепления валов каждые 4-6 лет.</li> </ul>
Регулятор скорости и оборудование аварийной остановки	Визуальная проверка регулятора скорости, регулятора аварийной скорости и разъединительного оборудования. Выполнить эксплуатационные испытания для оборудования аварийной остановки и вспомогательного масляного насоса.	какая же	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Смазка</li> <li>• Проверить ослабление болтов, шпилек и контргаек.</li> <li>• Контроль утечки масла</li> <li>• Выполнить эксплуатационные испытания для оборудования аварийной остановки и вспомогательного масляного насоса.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Выполнять следующие проверки каждые 4-8 лет:</li> <li>• Контроль износа и коррозии рычагов и рычажных механизмов</li> <li>• Контроль серво и электромагнитных клапанов на наличие инородных тел и износ</li> <li>• Контроль износа гидравлического оборудования.</li> </ul>

Оборудование	Регулярные периодические осмотры	Начальная проверка	Ежедневный осмотр	Замечания
Компрессор воздуха	<p>Осмотр следующих элементов после открытия верхней половины корпуса турбины, но без удаления ротора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Корпуса турбины</li> <li>• Ротора</li> <li>• Поворотных лопаток</li> <li>• Неподвижных лопаток</li> </ul> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> </ul> <p>Осмотр фильтра подачи воздуха.</p>	<p>Осмотр следующих элементов после открытия верхней половины корпуса турбины, но без удаления ротора:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Корпуса турбины</li> <li>• Ротора</li> <li>• Поворотных лопаток</li> <li>• Неподвижных лопаток</li> </ul> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Осмотр охлаждающих отверстий</li> </ul> <p>Осмотр фильтра подачи воздуха.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль вибрации вала.</li> <li>• Контроль температуры и давления на выходе компрессора</li> <li>• Контроль аномального шума и вибрации.</li> <li>• Контроль перепада давления на фильтре подачи воздуха.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Рекомендуется, извлекать ротор для осмотра компрессора воздуха каждые 4-6 лет.</li> </ul>

Оборудо-вание	Регулярные периодические осмотры	Начальная проверка	Ежедневный осмотр	Замечания
Камера сгорания	<p>Извлечь облицовку камеры сгорания и выхлопную трубу, чтобы осмотреть их.</p> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Проверка отслоения теплозащитного покрытия.</li> </ul>	какая же	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Контроль температуры на входе и выходе турбины .</li> <li>• Контроль состояния камеры сгорания.</li> <li>• Выполнить следующие испытания, при наступлении первого из событий: оперативное время достигнет 8,000 часов, либо количество запусков достигнет 400 раз</li> </ul> <p>Извлечь облицовку камеры сгорания и выхлопную трубу, чтобы осмотреть их</p> <p>Выполнить при необходимости следующие проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Проверка проникающей (люминисцент-ной) жидкостью</li> <li>• Проверка отслоения теплозащитного покрытия •</li> </ul>	

- b. Управление ремонтом и техническим обслуживанием высокотемпературных частей
- Так как в газовой турбине используются продукты горения, которые превышают точку плавления металла как рабочей жидкости, важно обратить внимание на повреждения во внутренней облицовке камеры сгорания, выхлопной трубе, поворотных и неподвижных лопатках, которые вступают в прямой контакт с продуктами горения. Неотъемлемой частью является управление сроком службы.



(a) Причины повреждения высокотемпературных частей

На повреждение высокотемпературных частей естественно воздействуют факторы характеристик газовой турбины, таких как количество запусков и число часов эксплуатации. Так как что газовая турбина работает с незамкнутым циклом, то большое влияние на повреждаемость оказывают используемое топливо и качество воздуха. Поэтому, в ежедневное обслуживание как часть входит управление количеством металлических примесей в топливе и периодическая замена фильтра камеры воздухозаборника.

(b) Причины старения и повреждения

Высокотемпературные части газовой турбины подвержены различным формам повреждения из-за старения, из-за операционной среды. Формы повреждения включают высокотемпературные окислительные и коррозионные повреждения, повреждения при ползучести или структурные изменение материала, вызванные высокой температурой и тепловым напряжением, тепловой пластической усталостью, и высокой вибрационной циклической усталостью. Формы повреждения высокотемпературных частей газовой турбины сильно варьируют, и необходимо получить детальное понимание состояния различных видов повреждения во время их периодических осмотров и осмотров камеры сгорания. Другими словами, чтобы предотвратить проблемы с эксплуатацией газовой турбины, необходимо принимать соответствующие профилактические меры, основанные на результатах осмотров, типа замены частей, поддерживать и улучшать долговечность работы оборудования.

(c) Контроль высокотемпературных частей оборудования

Оборудование, работающее в зоне высоких температур, после отработки значительного количества часов подвержены таким явлениям, как возникновение трещин, износ и деформация. Для выявления таких дефектов используется следующий метод проверки.

- Образование трещин: проверка путем использования жидкости с красителем или жидкости с люминофором (цветная дефектоскопия). Однако для высокотемпературных поверхностей, имеющих покрытие, представляется невозможным получение достоверных результатов, применяя вышеуказанную

процедуру. Поэтому наиболее часто употребляемым методом проверки является визуальный осмотр с применением увеличительного стекла.

- Износ: использование таких инструментов, как линейка, штангенциркуль или глубиномер для оценки величины износа.
- Деформация: использование таких инструментов, как линейка или глубиномер для определения величины деформации.
- Коррозия/эрозия: измерение величины коррозионного или эрозионного износа путем визуального контроля или снятия слепка с использованием заливочной смеси.

Основные пункты осмотров и проверок, которые иногда меняются, которые необходимы для ремонта или замены высокотемпературных частей оборудования перечислены ниже.

i. Внутреннее покрытие горелочного устройства

- Трещины внутреннего покрытия: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые.
- Ремонт фиксированных частей: ремонт частей, износ которых превысил допустимый
- Округлость, цилиндричность: ремонт частей, деформация которых превысила допустимую
- Отслаивание внутреннего покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел

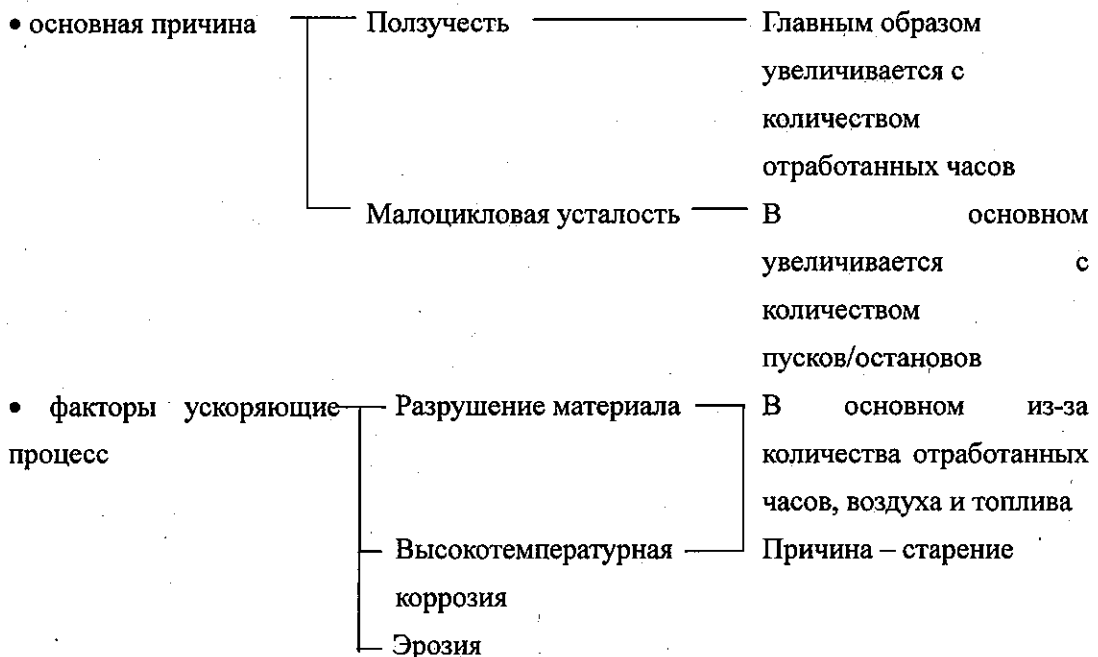
ii. Выхлопная труба

- Трещины в корпусе: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые.
- Износ уплотнения неподвижного соединения: ремонт частей, износ которых превысил допустимый
- Ползучая деформация наружного корпуса: ремонт частей, деформация которых превысила допустимый предел
- Отслоение внутреннего покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел

iii. Лопатки ротора турбины

- Отслаивание нанесенного покрытия: повторное покрытие, если величина отслаивания превысила допустимый предел
- Коррозия / эрозия: замена, если коррозионный /эрозионный износ превысил допустимый
- Образование трещин: ремонт образовавшихся трещин размеры которых превышают допустимые
- Износ кромки лопатки: замена или ремонт если износ превысил допустимый допустимый предел

(d) отслеживание срока службы оборудования горячего тракта определяют срок эксплуатации частей газовой турбины, работающих при высоких температурах: повреждение при ползучести, малоцикловая усталость, повреждение материала подверженного воздействию высоких температур и высокотемпературная коррозия и эрозия.



В дополнение к вышеуказанным причинам, которые влияют на срок службы частей оборудования работающих в области высоких температур, необходимо указать фактор – разрушение материала. Однако, т.к. механизм разрушения термостойких сплавов на основе никеля и кобальта, используемых в высокотемпературных частях оборудования, до конца не понятен, точность предсказания срока эксплуатации для них в настоящее время низкая. Таким образом, в настоящее время контроль срока службы указанных частей оборудования осуществляют путем ограничения числа

часов использования. Что касается максимально допустимого времени использования, контроль основан только на опыте эксплуатации, а также методе, посредством которого время эксплуатации определяется по количеству пусков и остановов.

Во время быстрого набора нагрузки, являющегося отличительной чертой газовой турбины, термическое напряжение в направляющих лопатках и лопатках ротора турбины достигает своего максимума сразу же после розжига. Чем меньше разность температур, тем меньше тепловое напряжение. Но оно возрастает постепенно с ростом нагрузки. Также, проблема ползучести и малоцикловой усталости, которая является типичной для материалов, имеют тенденцию оказывать больший вред совместно нежели раздельно.

Соответственно, метод эксплуатационного времени является более приемлемым и более точным для прогнозирования срока эксплуатации.

Т.к. срок службы частей оборудования работающих в области высоких температур варьируется в широких пределах в зависимости от эксплуатационных условий и условий окружающей среды для каждой установки, для более точного отслеживания периода эксплуатации необходимо установить метод подходящий для точных характеристик установки, основанных на действительных эксплуатационных показателях.

(e) Технология ремонта частей оборудования работающих в области высоких температур

Высокотемпературные части газовой турбины могут быть разделены на следующие категории.

- i. детали, прогнозируемый конец срока службы которых определен на время периодической проверки и которые должны быть заменены.
  - Лопатки ротора турбины
  - Сегменты бандажей турбины
- ii. детали должны быть отремонтированы, тогда когда возникла необходимость в его проведении, на основании критериев применяемых для периодической проверки или проверки горелок турбины и заменены, когда общее количество часов работы достигло прогнозируемого конца срока эксплуатации.
  - Направляющие лопатки турбины
  - Внутренняя облицовка горелок
  - Выхлопная труба (выходной патрубков)

Ремонт, описанный в общих чертах выше б) для частей оборудования работающих в области высоких температур должен быть выполнен качественно. В общем эти ремонты включают в себя процессы сварки/термической обработки и механической обработки. Т.к. материалами являются термостойкие сплавы на основе никеля и кобальта, необходимо проведение специальных процедур для процесса сварки. Поэтому, желательно, проведение этих работ в специально оборудованных для этого мастерских. Отремонтированные части не восстановят своих первоначальных условий, а напротив, структурное разрушение самого материала будет прогрессировать с увеличением числа часов эксплуатации и пусков/остановов. Более того, не верно, что эти части могут быть отремонтированы любое количество раз до истечения срока их эксплуатации. Таким образом необходимо определить шаги, являющиеся наиболее экономически выгодными, принимая во внимание стоимость ремонта и выгоду ожидаемого продления срока эксплуатации.

- (f) Эксплуатация частей оборудования работающих в области высоких температур
- Как говорилось выше, регламентирование срока службы необходимо для частей оборудования работающих в области высоких температур. Их необходимо заменять или ремонтировать в плановом порядке. Для замены, необходимо четко уяснить, взаимосвязь между проектным сроком эксплуатации и эксплуатационными часами работы, и приготовить необходимые детали для замены заранее.

Такие части, как направляющие лопатки турбины, которые ремонтируются и, в то время продолжают использоваться, обычно считаются как взаимозаменяемыми т.к. очень трудно завершить ремонтные работы во время процесса периодического осмотра.

с. Управление и ремонт паровой турбины.

Не существует особых отличий в управлении и ремонте паровой турбины от способа проверки и ремонта выполняемых до настоящего времени на ТашТЭС. Поэтому, этот раздел представляет простое объяснение особого ухудшения увиденного в паровой турбине.

Материалы, используемые в паровых турбинах подвержены воздействию пара высокой температуры и давления в течении длительного периода времени и по причине этого имеют место различные изнашивание и повреждения. Это включает в себя изнашивание, образование трещин, растрескивание, деформацию и утончение. Причинами этого являются разупрочнение, хрупкость, ползучесть, усталость, эрозия, коррозия и износ. В таблице 5.6-4 показаны категории ухудшения по причине старения оборудования. Эти ухудшения неизбежны при

условии длительной эксплуатации. Таким образом, является необходимым сбор точной информации во время периодических осмотров и внедрении своего рода профилактических ремонтов и оставление процедур диагностики срока эксплуатации описанных выше, с начальной стадии эксплуатации оборудования для продления его срока службы.

Таблица 5.6-4 Категории ухудшения по причине старения оборудования.

Разрушение и повреждение	причины	Разрушенные части
Разрушение материалов	разупрочнение	ротор
	хрупкость	ротор
Разрывы и трещины	Ползучесть	корпус
	Коррозионное растрескивание	лопатки ротора
	Коррозионная усталость	лопатки ротора
деформация	Ползучесть	корпус

d. Управление и ремонт котла-утилизатора (КУ).

(a) Управление эксплуатацией.

ПГУ составляют три основных компонента : газовая турбина (ГТ), паровая турбина (ПТ) и котел-утилизатор (КУ). Эти вес три элемента ПГУ работают взаимосвязано. КУ работает как промежуточный теплообменник между газовой и паровой турбинами.

КУ поглощает тепло отходящих газов ГТ и вырабатывает за счет этого пар. КУ не влияет на параметры отходящих газов ГТ (таких как расход, температура и давление). Процесс выработки пара также определяется тепловой мощностью. По сравнению с традиционными парогенераторами, КУ в принципе является теплообменником.

Даже если параметры дымовых газов на выходе ГТ меняются, не возникает ни каких проблем для теплообмена между дымовыми газами и воды или пара пока в КУ есть вода. Однако, если уровень воды в барабане падает ниже аварийного, появляется риск обезвоживание поверхностей котла. С другой стороны, если уровень в барабане котла слишком высокий возникает вероятность возможного заброса воды в паровую турбину и как следствие ее повреждение. Таким образом, очень важно поддерживать уровень воды в барабане в установленных пределах.

Температура пара высокого давления/перегретого пара поддерживается на определенном уровне, который соответствует нагрузке, при помощи парохладителя установленного в обоих контурах. Другой отличительной чертой является то, что КУ предотвращает коррозию из-за конденсации на трубных пучках поверхностей нагрева, поддерживая температуру металла выше, чем температура точки росы (при наличии серы в топливе). Это достигается путем повышения температуры питательной воды на входе в экономайзер за счет ее рециркуляции с выходной ступени экономайзера во входную.

(b) Управление и техническое обслуживание.

КУ отличается от парогенератора традиционного типа тем, что он не имеет горелочных устройств и скорее действует как теплообменник. У него отсутствуют водяные панели и по этому его конструкции проще. Нет необходимости в сложной схеме теплообменных труб, на выходе из корпуса, поэтому исключена возможность повреждения труб из-за термических напряжений. Однако следует учитывать следующие обстоятельства.

i. Трубы с оребрением.

Температура газа в котле-утилизаторе ниже, чем в паровом котле традиционного типа, и по причине того, что природный газ используется в газовой турбине как топливо, дымовые газы на выходе из нее относительно чистые. Следовательно, в поверхностях нагрева используются трубы с оребрением. ПГУ имеют короткий период пуска, поэтому напряжение создается в штуцерах и на сварных концах труб из-за разности температур, которая возникает в теплопередающих трубопроводах во время пуска. Эти напряжения приводят к ползучести и тепловым усталостным повреждениям. Таким образом, во время периодических проверок, осматриваемые части штуцеров и сварные концы труб, должны очищаться, визуально осматриваться, и проверяться методом цветной дефектоскопией. Все дефекты должны быть устранены. Сами трубы с оребрением поверхностей нагрева перегретого пара и пара промперегрева должны быть проверены, их внутренняя поверхность на предмет паровой коррозии. Одним из способов – является производство вырезки труб во время периодического осмотра для оценки масштаба образования накипи на внутреннем слое. Накипь может быть удалена путем проведения кислотной промывки

ii. Барабан.

Обычно барабан устанавливается на потолке КУ и не омывается дымовыми газами из газовой турбины, и не используется в области ползучести высоких

температур. Однако возникновение усталости остается основной причиной возможного повреждения. Барабан имеет больший диаметр, чем любые другие сосуды, находящиеся под давлением, поэтому он выполнен толстостенным. Соответственно, возникают большие температурные перепады между внутренней и наружной частью барабана во время внезапных изменений температуры котловой воды при старте и останове, принудительном охлаждении и колебаниях нагрузки. Т.к. время пуска ПГУ непродолжительное, температура дымовых газов увеличивается быстро, тем самым, увеличивая разницу температур. Большие термические напряжения возникают по толщине стенки барабана из-за разницы температур. Когда эти термические напряжения повторяются, они вызывают усталостные повреждения. Усталостные повреждения более значительны в тех частях, где сконцентрировано термическое напряжение. Следовательно, возникает необходимость проверки и выявления всех дефектов во время периодической проверки, путем чистки, визуального контроля и цветной дефектоскопии. Если дефекты обнаружены, то они должны быть обязательно устранены.

### iii. Коллектор

Такие части, как основной материал и боковая обшивка коллектора и продольные и поперечные сварные соединения коллектора, штуцера и сварные концы труб, пролегающие в высокотемпературных зонах, подвергаются повреждениям при ползучести.

В период пуска из-за разницы температур между внутренней и внешней частями коллектора и в барабане котла возникает напряжения. Это вызывает термическую усталость и деформацию поверхностей нагрева. В свою очередь, это вызывает напряжения в штуцерах и сварных швах труб. В дополнение, в период пуска появляется разность температур в вертикальном направлении коллектора, что вызывает значительное смещение коллектора, а следовательно и термическое напряжение в поперечных штуцерах и концевой сварке труб. Таким образом, их необходимо осматривать на предмет обнаружения ползучести и усталости, и предпринимать меры, описанные в разделе трубы с осеребрением.

### iv. Пароохладитель

Впрыскивающий пароохладитель КУ используется в случае необходимости возникающей при резком изменении нагрузки и пусках. Поэтому необходимо уделять внимание предупреждению усталости, вызываемой термическим ударом, причиной которого является холодный теплоноситель (впрыскиваемая вода).



v. Корпус/короба.

Корпус и коробка КУ отличаются от стенок традиционного парогенератора тем, что они не охлаждаются котловой водой, и поэтому есть поверхности которые подвержены воздействию высоких температур. Например, части омываемые газами с температурой 600°C, т.е. в условиях более жестких чем традиционный котел. Т.к. каждая часть КУ имеет различные тепловые конструкции, то температура корпуса и коробов может изменяться от температуры наружного воздуха до температуры дымовых газов на выходе из ГТ, поэтому причины повреждения различны.

В основном, усталостные повреждения возникают там, где корпус и коробка омываются газами высокой температуры и там, где они подвержены низкотемпературной коррозии. Термические напряжения вызываются резкими скачками температуры дымовых газов в период пуска. Температура плит корпуса и коробов также повышается, но повышение температуры выходного армированного материала происходит с запаздыванием. Это вызывает перепад температур между плитами и армированным материалом, и таким образом возникает высокое термическое напряжение в таких местах как фланцы и углы корпуса и коробов. Если дымовые газы содержат SOx и температура корпуса и коробов падает ниже точки росы, может возникнуть низкотемпературная коррозия. Поэтому должны предприниматься необходимые меры.

e. Управление и техническое обслуживание генератора с воздушным охлаждением.

(a) Отличительные особенности генератора с воздушным охлаждением.

Т.к. теплоемкость воздуха используемого, как охлаждающая среда, ниже чем у водорода, то по сравнению с генератором с водородным охлаждением, генератор воздушного охлаждения больше по размерам, а следовательно и по весу. Плотность воздуха также больше, чем плотность водорода, поэтому имеется недостаток – большие потери во время эксплуатации связанные с сопротивлением воздуха. Однако, не возникает опасности взрыва при появлении утечки охлаждающей среды во время эксплуатации. Также нет необходимости в схеме уплотняющего масла, для исключения утечек водорода, а следовательно упрощается вспомогательное оборудование. В дальнейшем отпадает необходимость не только в периодической проверке вспомогательного оборудования, но и в замене водорода углекислотой, а углекислоты водородом при вскрытии генератора (не говоря о повторении процесса при сборке). Следовательно, время периодической проверки сокращается, также сокращается количество персонала занятого в ней.

(b) Повреждения генератора и его проверка

В основном проблемы с генератором могут возникнуть при его эксплуатации в течении продолжительного времени.

- i. Малоцикловая усталость и износ ротора из-за большого количества пусков и остановов.
- ii. Усталость и износ катушки и изоляции из-за повторяющихся тепловых изменений вызванных колебаниями нагрузки, пусками и остановами.
- iii. Ослабление деталей и высокочастотной усталости и износ ротора из-за электромагнитной вибрации и вибрации ротора.
- iv. Ограничение производительности и старение ротора из-за изменения условий окружающей среды и продолжительной эксплуатации.

Генераторы и их вспомогательное оборудование состоит из многих составляющих. Одни устройства имеют большое влияние на производительность оборудования, некоторое ухудшение в зависимости от внешних условий и условий эксплуатации, другие оказывают незначительное влияние на работу оборудования. Для ведения эффективного техобслуживания и управления, и гарантировать стабильную эксплуатацию оборудования в течении долгого времени, необходимо выяснить какие части оборудования вероятнее всего вызовут ухудшение в работе и определить пункты для управления и технического обслуживания основанные на их значимости. Необходимо четко определить методы проверки и диагностики оборудования. Пример этого приведен в таблице 5.6-5.

Таблица 5.6-5 Пример технического обслуживания генератора.

позиции проверки	Позиции подлежащие ремонту	Методы проверки	
ротор	Центральное отверстие вала	Малоцикловая усталость (дефекты, трещины и их проявление)	Не разрушающий способ контроля
	Шейка вала	Усталость при кручении (трещины)	Не разрушающий способ контроля
	Роторный клин	Усталость и ползучесть	Не разрушающий способ контроля
	Короткозамыкающее кольцо	Коррозионное растрескивание	Не разрушающий способ контроля
	Медный соединительный бандаж	Малоцикловая усталость (трещины)	Визуальный осмотр
	Катушка ротора	Повреждение изоляции	Проверка изоляции Визуальный осмотр
статор	Обмотка статора	Повреждение изоляции, расшатанность фиксированных деталей, изоляция приземного слоя	Сопротивление изоляции, диагностика изоляции, расшатанные концы бандажей витка, визуальный осмотр
	Клин статора	расшатанность	расшатанность
	Железный сердечник статора	Повреждение железа сердечника, ударные отметины	Визуальный осмотр
подшипники	Боковые зазоры, зазоры, задний зазор, контактная поверхность баббита, уровень чистоты поверхности	износ, повреждение, отслаивание, обгорание	Дистанционные измерения, линейные измерения
Охлаждающее оборудование	Внутренние водяные камеры	трещины, точечная коррозия	Не разрушающий способ контроля, контроль утечек

## **Раздел 6    Проекты МЧР в Узбекистане**

**Детальное Исследование Проекта Модернизации  
ДП Ташкентская ТЭС Республики Узбекистан  
Проект Заключительного Отчета**

Оглавление

**РАЗДЕЛ 6 РАЗВИТИЕ МЧР В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

**6.1 Соответствие КИ ООН**

6.1.1 Справка по соответствию РУз  
требованиям Конвенции КИ ООН

6.1.2 Список членов Национальной Комиссии  
по КИ РУз

**6.2 Развитие МЧР**

**6.3 Организации и Системы, связанные с КИ/Охраной Окружающей Среды**

6.3.1 Организации

6.3.2 Законодательная основа

## Список Таблиц

<u>No.</u>	<u>Название Таблиц</u>
Таблица 6.2-1	Предлагаемые Проекты по Сокращению Эмиссий CO <sub>2</sub> в РУз (на 2001 г.) 1/2
Таблица 6.2-1	Предлагаемые Проекты по Снижению Эмиссий CO <sub>2</sub> в РУз (на 2001) 2/2

## Перечень Рисунков

<u>No.</u>	<u>Название Рисунков</u>
Рис. 6.1-1	Организационная схема Комитета по КИ и виды деятельности, связанные с Киотским Протоколом
Рис. 6.1-2	Блочная диаграмма взаимоотношений с национальными и международными организациями

## **РАЗДЕЛ 6 РАЗВИТИЕ МЧР В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

С 14 мая по 3 июня 2003, Исследовательская Группа изучала ход развития Механизма Чистого Развития (МЧР), меры предпринимаемые Узбекскими правительственными органами, а также соответствие требованиям Конвенции ООН по Климатическому Изменению (КИ). Информация в этой области, в основном, была собрана посредством интервью с работниками правительственных органов. Результаты исследования приведены далее.

**Интервью с целью получения информативных данных проведены со следующими лицами**

- Главное Управление Гидрометеорологии при Кабинете Министров, «Главгидромет»  
Д-р. Ососкова Татьяна, Начальник Управления Мониторинга Загрязнения Окружающей среды; Г-жа Зубкова Гульнара
- Министерство Макроэкономики  
Г-н Васиков Абдумаджит, Начальник Управления Комплексного Топливного Обеспечения
- Государственный Комитет Охраны Природы, «Госкомприроды»  
Г-жа Доценко Надежда, Начальник "Озонового отдела" при UNDP/UNEP (Программы Развития ООН)
- Нефтяная Газовая Компания («УЗБЕКНЕФТЕГАЗ» Национальная Холдинговая Компания)  
Г-н Турсинбаев Ерген, Начальник Научно-технического Департамента  
Г-жа Вилк Людмила, Начальник Отдела Охраны Природы
- Угольная корпорация  
Г-н. Ибрагимов, Главный Инженер
- ГАК «Узбекэнерго»  
Г-н Хамидов Шухрат, Отдел Разработки Проектов и Инвестиций  
Г-н Юнусов Абдуджаббар, Заместитель Начальника Отдела Инвестиционных Проектов  
Г-жа Бадаева Нонна, Начальник Отдела Охраны Окружающей Среды
- ДП Ташкентская Теплоэлектростанция  
Г-н Ерценкин, Начальник Эксплуатационно-Технического Отдела

### **6.1 Соответствие КИ ООН**

В 1993, Узбекистан сообщил о своем признании важности принятия действенных мер, направленных на снижение воздействия глобального климатического изменения, путем подписания Конвенции ООН по КИ, международного соглашения,

нацеленного на стабилизацию выбросов в атмосферу концентраций парниковых газов. Это явилось выражением желания Узбекского правительства принять активное участие в предотвращении глобального потепления. Впоследствии Узбекистан подписал Киотский Протокол в 1998г., который ратифицировал в 1999 году.

В 1993г. Узбекистан подписал Конвенцию ООН по КИ и была учреждена Национальная Комиссия по Климатическому Изменению Республики Узбекистан, с целью выполнения требований Конвенции по КИ ООН и координации деятельности заинтересованных правительственных органов и государственных компаний. Данную Комиссию возглавляет Заместитель Премьер Министра. В комиссию входят представители от 34 (тридцати четырех) соответствующих правительственных ведомств и органов (см. приложенный перечень членов Комиссии), а также первоклассные специалисты и ученые от нескольких Неправительственных Организаций. Комиссия выполнила работу, требуемую от подписавших Конвенцию стран (в частности, передала информацию по эмиссиям и поглощению парниковых газов в стране). Комиссия выполнила Исследование Климатического Изменения в Республике Узбекистан и кратко изложила полученные результаты в "Первом Национальном Коммюнике по Климатическому Изменению Республики Узбекистан".

Организация отметила соответствие требованиям Конвенции ООН по Климатическому Изменению и активную работу Главного Управления Гидрометеорологии при Кабинете Министров (Главгидромет). Однако по МЧР, решения по организационным и системным вопросам пока не приняты. Возможно, это происходит из-за того, что обсуждения по конкретной процедуре выполнения длятся уже давно, а Узбекистан еще не взял на себя обязательства по сокращению парниковых газов.

#### 6.1.1 Справка по соответствию РУз требованиям Конвенции КИ ООН

- 1992г.: Узбекское правительство назначило Главное Управление Гидрометеорологии при Кабинете Министров (Главгидромет) организацией, ответственной перед правительством и соответствующими ведомствами, за передачу информативных данных по гидрометеорологии, климатическому изменению, загрязнению окружающей среды, а также международному сотрудничеству по указанным вопросам
- 1993: Узбекистан выразил свое понимание значимости глобального потепления



и своих обязательств по принятию активных мер, направленных на разрешение проблемы посредством подписания Конвенции по Климатическому Изменению ООН.

- 1995: Общенациональная Комиссия по Климатическому Изменению Республики Узбекистан основана с целью принятия мер по смягчению климатического изменения, что соответствует требованиям Конвенции ООН по КИ. Комиссию, состоящую из представителей Главгидромета и 33 (тридцати трех) других правительственных ведомств (включая ГАК «Узбекэнерго») возглавляет Заместитель Премьер Министра. Главгидромет остается организацией, ответственной за выполнение обязательств Узбекистана по Конвенции ООН по КИ, однако комиссия меняет состав, чтобы позволить представителям различных организаций принять участие в ее работе, по мере необходимости. Работа Комиссии была приостановлена в 2001г. (См. Список членов Комитета и соответствие Уставу организации)
- 1995: В. Е. Чуб, глава ведомства по гидрометеорологическому мониторингу был назначен представителем Узбекистана в Комитет Конвенции ООН по КИ.
- 1998г.: Узбекистан подписал Киотский Протокол
- 1999: Узбекистан ратифицировал Киотский Протокол (август, 1999г.)
- 1999: При поддержке UNDP/GEF (программы развития ООН), Главгидромет выполнила Исследование Климатического Изменения в Республике Узбекистан при содействии специалистов по парниковым газам. Результаты исследования были суммированы в «Первом Общенациональном Коммюнике Республики Узбекистан по Климатическому Изменению», в котором дано описание состояния окружающей среды и климатического изменения, в частности, ситуации с парниковыми газами в 1990 и в 1994 годах, прогнозы до 2010 года, и предлагаемые восстановительные меры. На 2 (втором) этапе своей деятельности, комиссия подготовила меры по снижению эмиссий ПГ, смягчению негативного воздействия климатического изменения и усилению программ мониторинга. Указанные результаты отражены в «Первом Общенациональном Коммюнике Республики Узбекистан по Климатическому Изменению (2 этап)».

#### 6.1.2 Список членов Национальной Комиссии по КИ РУз

- Министерство Макроэкономики и Статистики
- Главное Управление Гидрометеорологии (Главгидромет)
- Комитет Охраны Природы (Госкомприроды)
- Министерство Энергетики и Электрификации
- Министерство Финансов
- Министерство Высшего и Среднего Специального Образования (МИНВУЗ)

- Министерство Сельского и Водного Хозяйства
- Министерство Юстиции
- Министерство Здравоохранения
- Министерство Иностраных Дел
- Министерство Жилого и Коммунального Хозяйства
- Госкомитет Науки и Технологии (ГКНТ)
- Академия Наук РУз
- Государственный Комитет Лесного Хозяйства
- Госкомитет Архитектуры и Строительства
- Государственный Комитет Печати
- Узбекский Государственный Комитет Стандартизации
- Узбекская Государственная Компания Теле и Радиовещания
- Национальная Компания “Узбекистон Хаво Йиллари”
- Государственная Акционерная Железнодорожная Компания “Узбекистон Темир Иуллари”
- Ассоциация “Узхимпром”
- Государственная Акционерная Компания Автомобильного Транспорта “Узавтотранс”
- Государственная Акционерная Компания “Узавтодор”
- Республиканская Ассоциация предприятий и организации услуг населению
- Сельскохозяйственная Промышленная Ассоциация “Узметкомбинат”
- Госкомитет по Контролю над безопасностью работ в промышленности и надзору добывающей отрасли
- Акционерная Компания “Узвторцветмет”
- Акционерная Компания “Уголь”
- Алмалыкский Горнодобывающий Металлургический Комбинат
- АК “Узстройматериалы” (Строительные материалы)
- Навоийский Горнодобывающий Металлургический Промышленный Комплекс
- Национальная Нефтяная и Газовая Корпорация “Узбекнефтегаз”
- “Спецсплав” Государственная организация (Специальные сплавы)
- ГПП “Узбекгидрогеология” (Государственная гидрогеологическая компания)

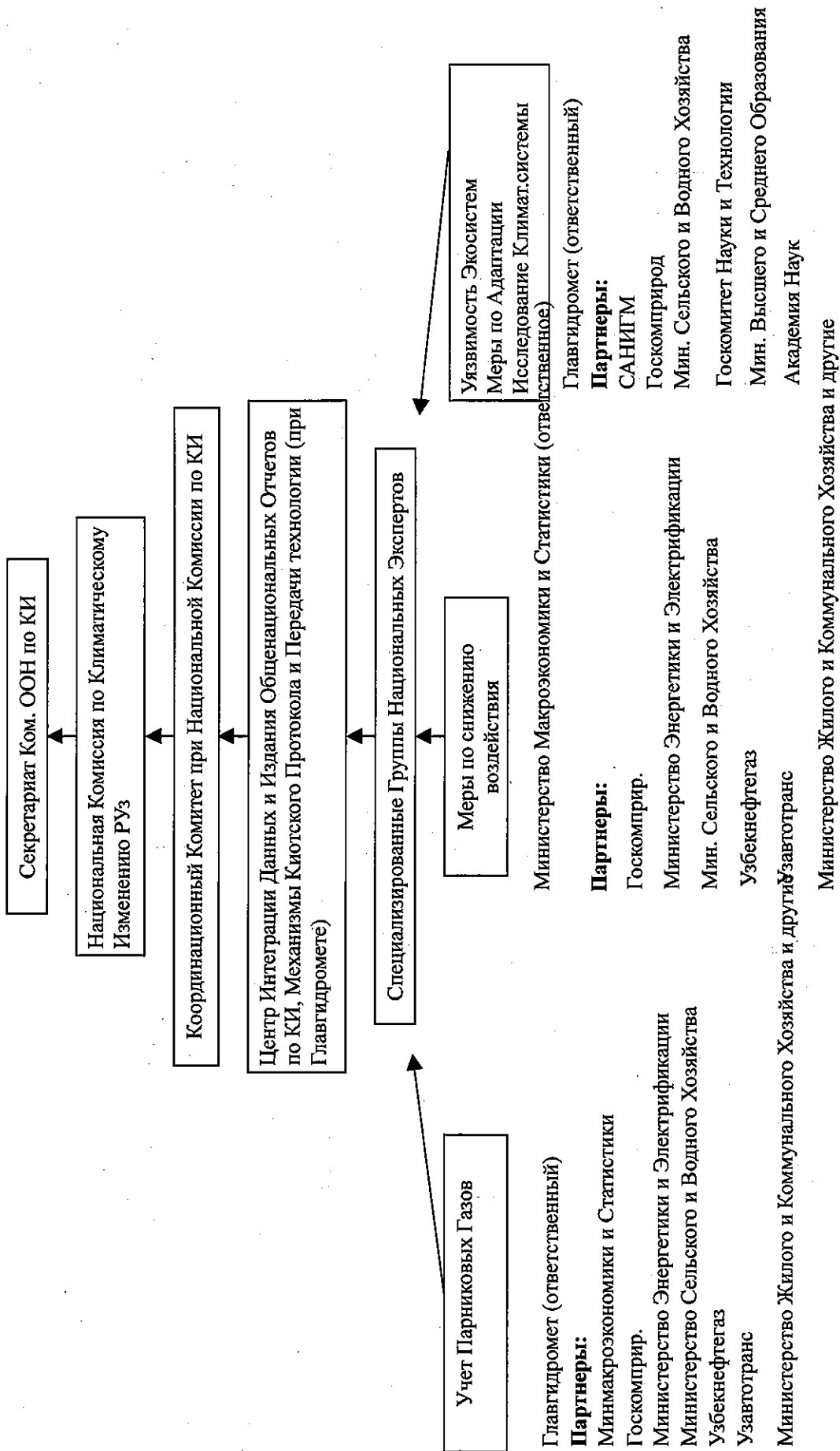


Рис. 6.1-1 Организационная схема Комитета по КИ и виды деятельности, связанные с Киотским Протоколом (Выдержки из "Первого Национального Коммюнике РУз по Конвенции ООН по КИ/1999")

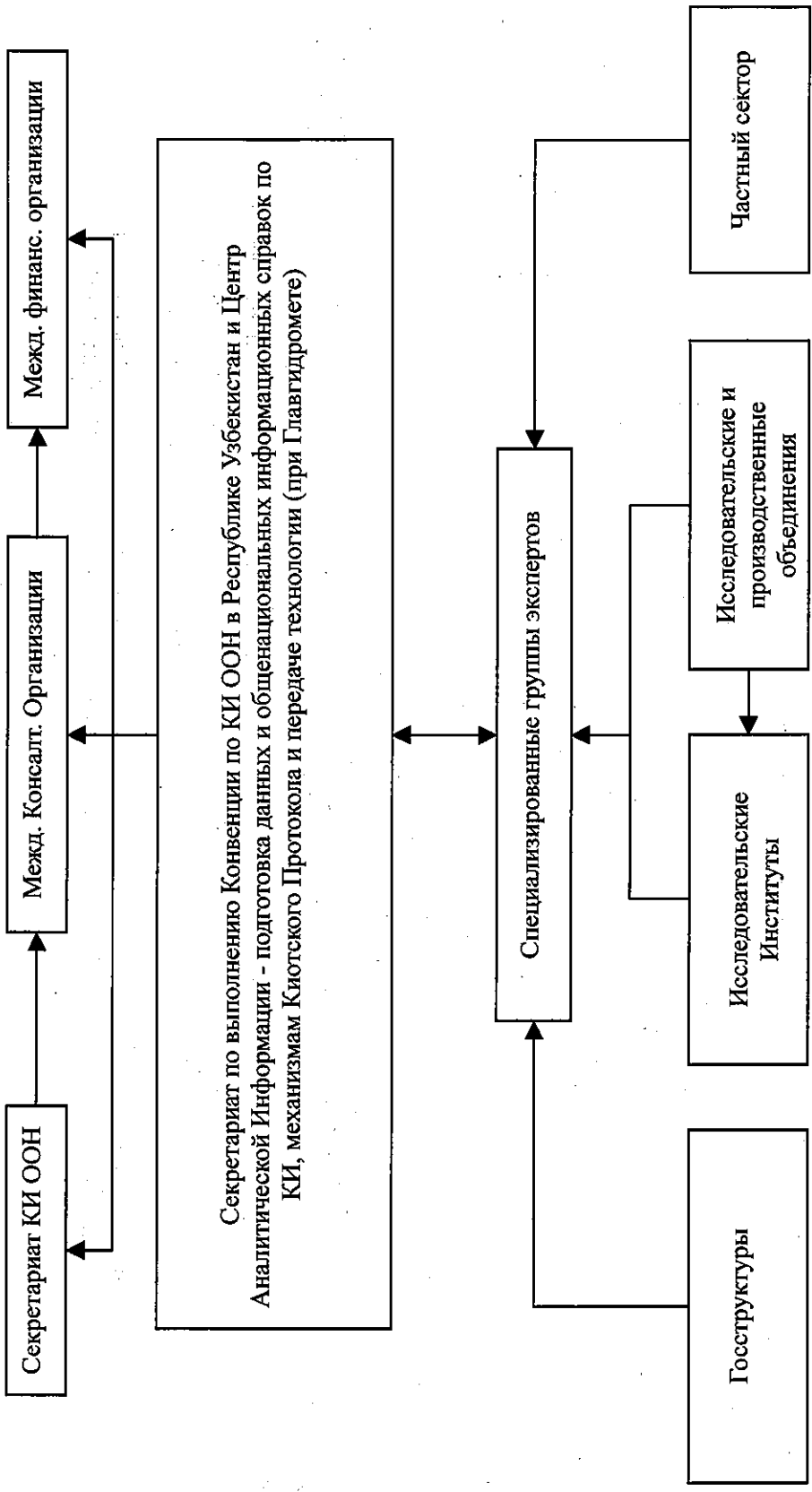


Рис. 6.1-2 Блочная диаграмма взаимоотношений с национальными и международными организациями (Выдержки из "Первого Национального Коммюнике РУз по Конвенции КИ ООН/2001")

## 6.2 Развитие МЧР

Узбекистан активно участвует в деятельности по предотвращению глобального потепления. Правительство разработало законодательство по охране окружающей среды (см. Законодательство по охране окружающей среды и природных ресурсов), выполнило исследование климатического изменения (результаты приведены в “Первом Национальном Коммюнике по Климатическому Изменению Республики Узбекистан”), и планирует 40 (сорок) проектов по сокращению Парниковых Газов (ПГ) (см. приложенный перечень). По МЧР, правительственные органы организовали ряд семинаров по сокращению ПГ для сотрудников заинтересованных организаций, ответственных за экологические вопросы. Однако до сих пор нет общенациональной организации с соответствующими МЧР обязанностями. Отсутствует и юридическая основа. Проекты, направленные на снижение эмиссий ПГ, не являются проектами МЧР.

Однако, недавно произошли некоторые положительные изменения по МЧР.

- 1) Высокоразвитые страны изъявили желание содействовать разработке проектов МЧР.
- 2) Исполнительный орган МЧР Конвенции КИ ООН определил процедуру выполнения проектов МЧР.
- 3) Региональные органы власти, осуществляют проекты обеспечения теплом, рассматриваемые как проекты МЧР, с помощью иностранных организаций содействия. Возможно, эти изменения являются причиной директивы, выпущенной Кабинетом Министров для гидрометеорологических организаций мониторинга 30 мая 2003 г., разработать проект Постановления Кабинета Министров, опираясь на базовые данные, полученные от соответствующих правительственных органов, подготовить условия для учреждения Национального ведомства по МЧР и разработке проектов МЧР. Это показывает, что правительство предпринимает меры по разработке проектов МЧР и созданию соответствующих систем управления МЧР в Республике Узбекистан. Проект Постановления Кабинета Министров будет обнародован в качестве исполнительного приказа, подписанного Премьер Министром и переданного в Кабинет для исполнения. Согласно оценкам, к концу текущего года (2003г.), процесс формулировки, согласования, утверждения и создания предлагаемой системы будет завершен.

Таблица 6.2-1 Предлагаемые Проекты по Сокращению Эмиссий CO<sub>2</sub> в РУз (на 2001 г.) 1/2

Категория Проекта	Название Проекта	Одкет в млн \$США	отенц. сокрац. CO <sub>2</sub>
Восстановлив. источник энергии	Строительство ветровой электростанции	6.0	14.2 кт/год
Поставка нефти и газа	Использование сопроводительного газа из месторождения газа и нефти Кокдумалак на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	82	.135 млн.т/год
Поставка нефти и газа	Установка предварительной очистки отходящих газов методом SCOT на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	28.3	148 кт/г.
Поставка нефти и газа	Установка системы автоматического контроля состава отходящих газов и загрузки, равенства водорода и кислорода на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	0.8	60 кт/г.
Поставка нефти и газа	Установка предварительной очистки отходящих газов методом адсорбции на холодном слое катализатора Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	2.3	79 кт/г.
Поставка нефти и газа	Фракционная установка на Ферганском нефте-газо перерабатывающем предприятии	76.8	0.2 млн./год
Поставка нефти и газа	Реконструкция системы горения основного блока Нефтегазового комбината "Шуртаннефтегаз"	59.5	0.47 млн./год
Поставка нефти и газа	Второй этап установки приема серы методом прямого окисления на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	0.8	26 кт/год
Поставка нефти и газа	Реконструкция системы горелки на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	60	0.5 млн.т/год
Поставка нефти и газа	Реконструкция компрессорных станций S-0 в городе Мубарек	63.8	111 кт/год
Поставка нефти и газа	Реконструкция тепловой котельной No1 и No.2 на Мубарекском нефтегазовом перерабатывающем предприятии	2.5	52.6 кт/год
Поставка нефти и газа	Реконструкция компрессорных станций основных блоков месторождения Газли	100	154 кт/год
Поставка нефти и газа	Сокращение эмиссий метана в отходящем потоке при транспортировке природного газа	3.8	641 кт/год

Поставка нефти и газа	Сокращение отходящих газов в основном газопроводе	64	147 кг/год
Электроэнергетика (ЭЭ)	Модернизация ДП Ташкентская ТЭС	221	
ЭЭ	Реконструкция Навоиской электростанции	232	751 кг/год
ЭЭ	Ввод газовой турбины с котлом-утилизатором на ДП ТшТЭС	22	175 кг/год
ЭЭ	Реконструкция Мубарекской ТЭС	98.9	362 кг/год
ЭЭ	Реконструкция АО "Бухараэнергомарказ" ---- Ввод газовой турбины	40	162 кг/год

Таблица 6.2-1 Предлагаемые Проекты по Снижению Эмиссий CO<sub>2</sub> в РУз (на 2001) 2/2

Категория Проекта	Название Проекта	бюджет в млн \$США	отенц. сокращ. CO <sub>2</sub>
ЭЭ	ГЭС на реке Пскем	420	1 млн.т/год
ЭЭ	Ввод в эксплуатацию энергосберегающего комплекса на Талимарджанской ГЭС	2.5	12.6 кг/год
Районное отпление	Утилизация бытовых отходов в качестве низкокалорийного топлива (Установка озоления в городе Самарканд)	45	128.1 кг/год
Районное отпление	Технология выработки электроэнергии и тепла на базе био-газа из избыточного активного шлама на установке обработки воды в городе Ташкент	8.0	
Химическая пром-сть	Реконструкция карбамидного производства на Чирчикском предприятии	56.7	127 кг/год
Химическая пром-сть	Строительство новой аммиачной установки на Чирчикском комбинате	263.6	205 кг/год
Химическая пром-сть	Реконструкция карбамидного цеха Ферганского завода	71	138 кг/год
Химическая пром-сть	Реконструкция цехов аммиачной установки на Ферганском заводе	25	357 кг/год
Химическая пром-сть	Реконструкция цехов аммиачной установки на Чирчикском заводе	25	357 кг/год
ЭЭ	Строительство энергоблока на Навоийском предприятии	136	148 кг/год

Химическая пром-сть	Строительство нового цеха карбамида на Навоиском предприятии	71	220 кт/год
Производство цемента	Передача технической линии от влажного метода до сухого метода	84.4	193 кт/год
Производство цемента	Передача технической линии производства от влажного метода до сухого метода	87.2	245 кт/год
Производство цемента	Передача технической линии производства от влажного метода до сухого метода	87.2	179 кт/год
Здание	Модернизация производства стекла на совместном предприятии	6	15 кт/год
Районное отопление	Реконструкция районной отопительной системы	0.14	404 т/год
Районное отопление	Экспериментальный проект для районной отопительной системы	0.54	1.6 кт/год
Районное отопление	Экспериментальный проект для районной отопительной системы	0.44	11.3 кт/год
Районное отопление	Экспериментальный проект для крупной солнечной станции подачи тепла	0.26	658 т/год
Районное отопление	Экспериментальный проект производства оборудования на солнечной станции по подаче тепла	0.15	330 т/год
Лесная полевая полоса	Развитие системы лесной полевой полосы на орошаемых землях с целью стабилизации сельскохозяйственного ландшафта в Бешарьском районе	0.12	3.6 кт/год



### 6.3 Организации и Системы, связанные с КИ/Охраной Окружающей Среды

#### 6.3.1 Организации

Нижеследующие правительственные ведомства в Республике Узбекистан занимаются вопросами климатического изменения и охраны окружающей среды. Главное управление Гидрометеорологии при Кабинете Министров (Главгидромет) предоставляет правительственным органам данные и прогнозы по водным и климатическим вопросам, а также уровням загрязнения. Руководитель Главгидромета является Узбекским представителем в секретариате Конвенции по КИ ООН.

Государственный Комитет Охраны Природы (Госкомприроды) является основной организацией, которая регулирует деятельность правительственных ведомств, компаний и других организаций с учетом воздействия на окружающую среду. Комитет осуществляет мониторинг соответствия экологическим стандартам и критериям, выполняет оценку воздействия на окружающую среду, издает/отзывает разрешения на выбросы загрязняющих веществ и отходов, а также составляет общенациональные экологические программы. Министерство Макроэкономики и Статистики составляет прогноз среднесрочного и долгосрочного воздействия на экологию, затрат и выгод от защитных мер.

Правительственные ведомства, такие как Департамент Министерства Внутренних Дел., Госкомитет Контроля Безопасности Труда в Промышленности и Надзора над Добывающей отраслью, Министерство Сельского и Водного Хозяйства, Государственный Комитет Земель также вносят свой вклад и предложения по экологическим вопросам в сфере своей деятельности.

#### 6.3.2 Законодательная основа

Существует примерно 100 законов и регулирующих актов по охране окружающей среды и природных ресурсов во многих областях, включая нижеследующие: Рациональное Использование Электроэнергии (1997), Охрана Природы (1992), Вода и Водопользование (1993), Охраняемые Природные Зоны (1993), Чистота Воздуха (1996), Защита животных и их использование (1997), Пользование Растительностью (1997).