

20 февраль 2003 г.

Методика сопоставления и оценки тендерных предложений

Этот документ разъясняет, как сравнить и оценить представленные предложения на рассмотрение ГАК «Узбекэнерго». Любые цифры, указанные в этом документе являются предварительными и должны быть окончательно определены совместно с ГАК «Узбекэнерго».

Сравнение и оценка предложений проводится двухконвертным методом, путем предоставления запечатанных технических и ценовых предложений, которые должны передаваться одновременно в соответствии с положениями Инструкции JBIC по оценке.

В начале должны быть открыты только технические предложения в указанное в Тендерных документах время. В это время ценовые предложения будут оставаться запечатанными и находиться под охраняемым наблюдением в ГАК «Узбекэнерго». Технические предложения будут оцениваться ГАК «Узбекэнерго»/Консультантом, в течение которого внесение изменений и дополнений не разрешается.

Вслед за техническими предложениями, будут публично вскрыты ценовые предложения тех участников торгов, чьи предложения будут соответствовать техническим требованиям, указанным в Тендерных документах. Затем будут оцениваться ценовые предложения путем сравнения общей стоимости срока эксплуатации с эксплуатационными показателями, датой завершения строительства и ценой, указанной участниками торгов.

ГАК «Узбекэнерго» оставляет за собой право отклонить предложения любых или всех претендентов и не принимать во внимание несущественные формальности, если они представляют для ГАК «Узбекэнерго» интерес, без объяснений причин.

Претенденты не должны связываться с ГАК «Узбекэнерго» или Консультантом по каким-либо вопросам относительно их предложений.

До проведения детальной оценки технических и ценовых предложений, будет проведена предварительная проверка тендерных предложений, для выяснения полноты соответствия требованиям Тендерных документов, в смысле перечня документов, как указано в Инструкции JBIC по оценке.

1. Оценка технических предложений.

Технические и ценовые предложения будут оба оценены со следующей точки зрения:

1) Полноты Тома III «Таблица технических и эксплуатационных характеристик». Полнота будет определяться на основании представленной в Таблице информации, удовлетворяющей требованиям, указанным в тендерных документах.

2) Приемлемость использования предлагаемого Энергоблока с точки зрения воздействия на окружающую среду.

3) Переподтверждение полного соответствия всем техническим критериям документов предварительной оценки.

Ценовые предложения тендерных предложений, которые наиболее отвечают техническим требованиям Тендерных документов, будут затем вскрыты.

1. Оценка ценовых предложений.

Оценка ценовых предложений будет производиться на основании различий между текущими значениями общих затрат, рассчитанных исходя из срока деятельности энергоблока в течении 25 лет. Однако, практически невозможно предусмотреть условия на данной стадии, а также это не всегда целесообразно. Таким образом, указанные затраты будут рассматриваться с целью оценки, потому что они могут быть фактически соотношены с данными, представленными претендентами. Эксплуатационные расходы, понесенные в течение деятельности первичного (газового) цикла и процедур запуска/остановки не будут учтены, потому что данные затраты являются незначительными по сравнению с эксплуатационными расходами в течении срока деятельности энергоблока. Все затраты, возникающие в ходе проведения оценки должны быть переведены в стоимость в долларах США по текущему курсу обмена.

1) Затраты, которые будут приниматься во внимание.

(1) Скорректированная цена предложения (K_1) после исправления ошибок в Спецификации Предложения. Объем работ и услуг с указанием стоимости будет определен отдельным разделом. Обязательные и дополнительно рекомендованные запасные части, необходимые для функционирования в течении пяти (5) лет также будут рассматриваться в ходе оценки. В случае разногласия в указании стоимости энергоблока в цифрах и словах, преимущественное значение будет придаваться словам. В случае наличия разногласия в стоимости энергоблока и соответствующей общей стоимостью, первая будет преобладать, а вторая будет подвергнута изменению. Любые пошлины, налоги и предполагаемые расходы не включены в стоимость предполагаемого объема работ и услуг.

(2) Стоимость (K_2) должна выражать результат корректировки любого неприемлемого изменения и/или отклонений от тендерных документов. Изменения и отклонения, которые не соответствуют духу содержания требований тендерных документов не будут рассматриваться, а затраты по их исключению будут возложены в соответствии профессиональным опытом и знаниями Консультанта и утвержденными ГАК «Узбекэнерго».

(3) Стоимость (K_3) должна содержать разницу с максимальным показателем гарантированной чистой выходной мощностью среди всех показателей, заявленных претендентами.

(4) Стоимость (K_4) должна содержать разницу между гарантированными объемами выработки тепла, заявленными претендентами.

(5) Стоимость (K_5), должна содержать разницу между датой позднего завершения строительства газового цикла и комбинированного цикла и датой запланированного завершения строительства указанных циклов.

2) Условия оценки

(1) Период оценки 25 лет		
(2) Ежегодное общее количество рабочих часов (данные ТашТЭС)		7 440 часов
для выработки электроэнергии		4 900 часов
для выработки электроэнергии и пара		2 540 часов
(3) Цена топлива для закупки ГАК «Узбекэнерго»		12,9 \$/1000 м ³
(4) Чистая энергоемкость топлива (показатель теплотворности-LHV)		8 725 ккал/м ³
(5)	Процент скидки	10 %
(6)	Показатель роста цен	1,5%
(7) Существующий тариф электричества на выходе из ТашТЭС		0,5 цента/кВт·ч
(8) Существующий тариф на горячую воду на выходе из ТашТЭС		4,5 \$/Гкал
(9) Эксплуатационные условия в режиме выработки электроэнергии и тепла		
Средняя выходная мощность		363 МВт
Средняя мощность подачи горячей воды		30 Гкал/ч

3) Стоимость (K_3) нагрузки, отражающей разницу гарантированного чистого производства электроэнергии.

Одной из причин реализации данного проекта является прогнозируемая нехватка мощностей по выработке электроэнергии по отношению к ее потреблению в Узбекистане. Принимая во внимание такую ситуацию - баланс между потреблением и возможностями производства, загружаемая стоимость должна отражать стоимость строительства энергоблока комбинированного цикла той же мощности, что и разница между максимальным значением гарантированного чистого производства электроэнергии энергоблока комбинированного цикла и мощностью энергоблока, заявленной претендентом.

Приложенный график (схема №1) показывает отношение между мощностью энергоблока и коэффициентом стоимости энергоблока (\$/кВт). График построен по приближенным данным, взятым из Всемирного справочника по газовым турбинам за 2001-2002 гг. методом вычисления наименьшего квадрата. Показатель стоимости энергоблока (\$/кВт/\$/кВт) выражен отношением к стоимости энергоблока комбинированного цикла мощностью 370 МВт.

Например, предполагается, что один претендент предлагает энергоблок комбинированного цикла мощностью 360 МВт стоимостью 600\$/кВт на основании скорректированной цены предложения (K_1) плюс стоимость разницы в мощности (K_2), в то время как объявленный максимум гарантированного чистого производства электроэнергии среди претендентов - 370МВт. В этом случае, разность в мощности составляет - 10МВт. На графике, показатель стоимости энергоблока против показателя мощности в 360 МВт и 10 МВт обозначены как «А» и «В» соответственно. Следовательно в этом случае, стоимость (K_3) может быть вычислена по следующей формуле $US\$ 600 \times A/B \times 10 \times 1000$.

Таким образом, может быть определена стоимость нагрузки для других энергоблоков комбинированного цикла по отношению к максимальному значению гарантированного чистого

производства электроэнергии.

(4) Стоимость (K_4) нагрузки, отражающей разницу гарантированного уровня чистого производства тепла.

Уровень гарантированного чистого производства тепла энергоблока комбинированного цикла с максимальным показателем среди других энергоблоков будет использоваться как основа для проведения оценки разницы других показателей. В то же время, уровень гарантированного чистого производства тепла энергоблока с меньшими значениями будут рассматриваться как взвешенные показатели гарантированного чистого производства тепла с добавлением разницы выработки тепла энергоблока комбинированного типа по отношению к максимальному показателю.

Уровень выработки тепла энергоблока, который должен быть добавлен, может быть предположительно определен по графику №2, который рассчитан на основе приближенных данных вышеуказанного всемирного справочника по газовым турбинам.

В случае, описанном в предыдущем параграфе, если гарантированное чистое производство тепла заявленного энергоблока комбинированного цикла и разницу в производстве с максимальным показателем обозначить как «С» и «D» соответственно, пересмотренный чистый уровень тепла («Е») ПГУ с меньшим уровнем гарантированного чистого производства тепла может быть рассчитан следующим образом $E = (360 \times C + 10 \times D) / (360 + 10)$

Таким образом, могут быть рассчитаны показатели уровня гарантированного чистого производства тепла ПГУ с меньшими показателями чем у ПГУ с максимальным чистым уровнем производства тепла.

Следовательно, ежегодная разница стоимости топлива («J», долл. США) может быть рассчитана как $J = F \times (E - G) \times N \times I / 8,725$.

Где:

- E. Пересмотренный уровень тепла рассматриваемого ПГУ (ккал/кВт·ч)
- F. Максимальный показатель, заявленного чистого производства электроэнергии (МВт).
- G. Уровень производства тепла ПГУ с максимальным показателем, заявленного чистого выхода электроэнергии (ккал/кВт·ч).
- H. Цена топлива (\$/1000 м³).
- I. Количество рабочих часов за год (часы).

Стоимость нагрузки (K_4), вследствие разницы в показателях производства тепла, может быть рассчитана, как показано ниже, путем умножения разницы в ежегодной стоимости топлива («J») на коэффициент выплат по кредиту на данный момент $(1 + 0,015) \times ((1 + 0,12)^{25} - (1 + 0,015)^{25}) / (0,1 - 0,015) / (1 + 0,12)^{25} = 8,842$ со скидкой в 12 %, показателя роста цен на топливо в 1,5% и исходя из срока эксплуатации ПГУ на 25 лет.

$$K_4 = 8,842 \times J \text{ (долл. США)}$$

4) Стоимость (K_5) нагружается из-за позднего завершения проекта

Стоимость предложения, по которому завершение проекта намечается позже указанной даты, будет дополнено разницей, исходя из того, что срок позднего завершения определяется невыработанной электроэнергией (кВт·ч) и тепловой энергии горячей воды (Гкал). Невыработанные объемы электро и теплоэнергии будут сконвертированы в стоимость исходя их тарифов на каждый вид энергии. Таким образом, стоимость (K_5 в US\$) для добавления будет рассчитываться как $K_5 = (L \times N / 100 + M \times O)$.

Где:

- L. Электроэнергия (кВт·ч), невыработанные за период позднего завершения.
- M. Горячая вода (Гкал), невыработанная за период позднего завершения.
- N. Равняется существующему тарифу на электроэнергию.
- O. Равняется существующему тарифу на горячую воду.

3. Оценка предложения

Полностью оцененная стоимость за кВт может быть рассчитана путем деления общей суммы ($K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_5$) затрат, полученных в соответствии с такими методами оценки как приведено выше, на максимум чистого выхода электроэнергии.

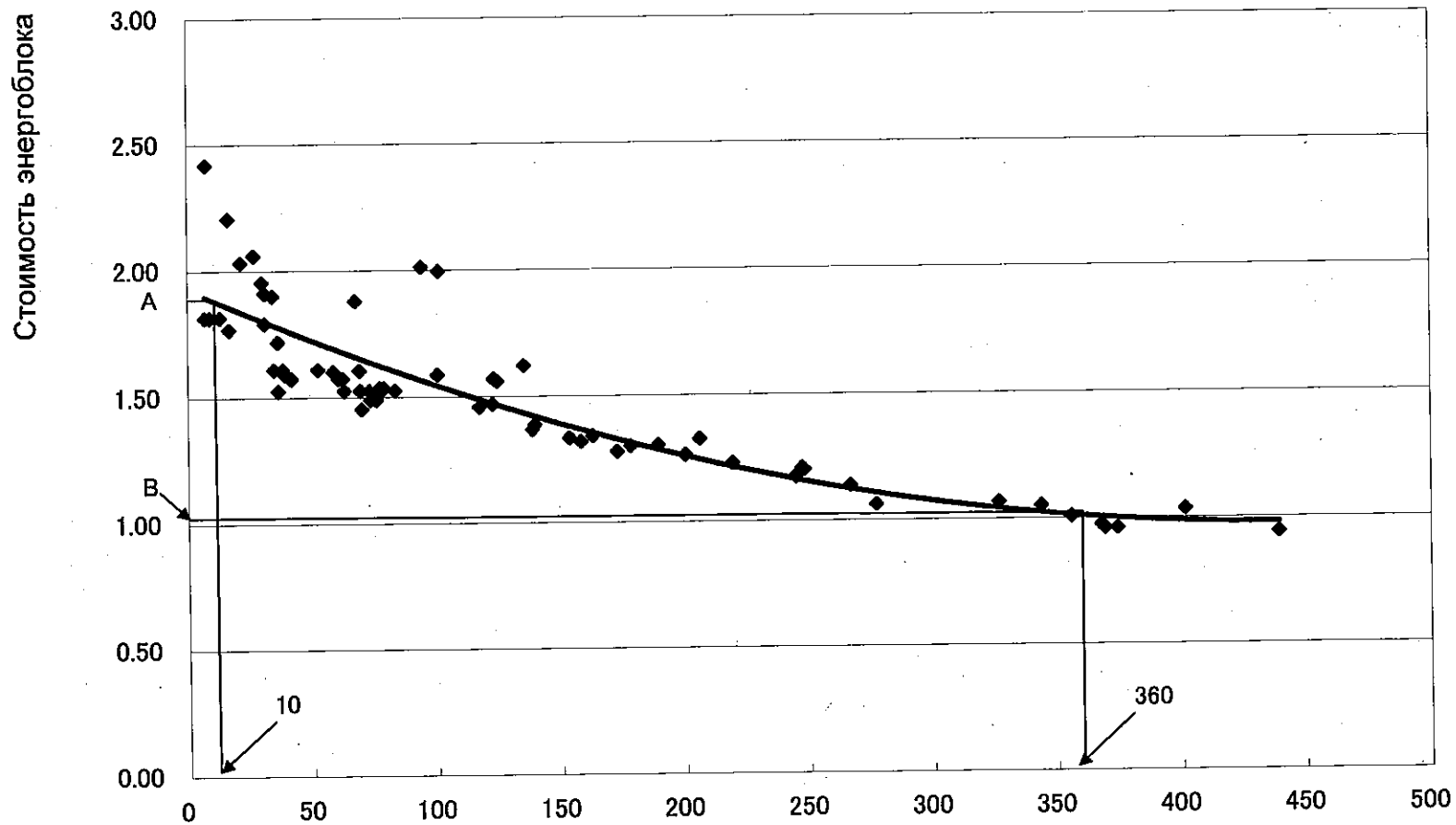
Оценка предложения будет принята во внимание при условии, что все требования и условия, указанные в тендерных документах будут полностью соблюдены в представленном предложении.

Если претендент не указывает в предложении гарантируемое чистое производство электроэнергии и гарантированный уровень чистого производства тепла, то данное предложение не будет принято к рассмотрению.

Контракт не будет автоматически предоставлен претенденту, предложившему наименьшую стоимость в предложении, или любым другим предложениям. Однако, ожидается, что предложение с наименьшим показателем выиграет контракт, при условии, что предложение будет соответствовать всем вышеуказанным требованиям тендерных документов.

Прилагаемая Таблица-1 показывает пример результатов оценки для четырех (4) примерных предложений претендентов. В этом случае нагрузка K_2 , основанная на фактическом содержании тендерных предложений, учтена не будет. Все вычисления по оценке выполнены на основании цифр предполагаемых в подпункте 2.2) «Условия для оценки» данного документа. В данном примере оценки показатели предложения «Q» являются самыми низкими.

Предполагается, что средняя выходная мощность и мощность подачи горячей воды для вычисления коэффициента K_5 , отражающего нагрузку вследствие позднего завершения строительства, составляет 363 МВт и 30 Гкал/ч соответственно.



$$y = 4.957217E-06x^2 - 4.335975E-03x + 1.925659E+00$$

Чистый выход электроэнергии на площадке (МВт)

Таблица-1 Стоимость энергоблока ПГУ

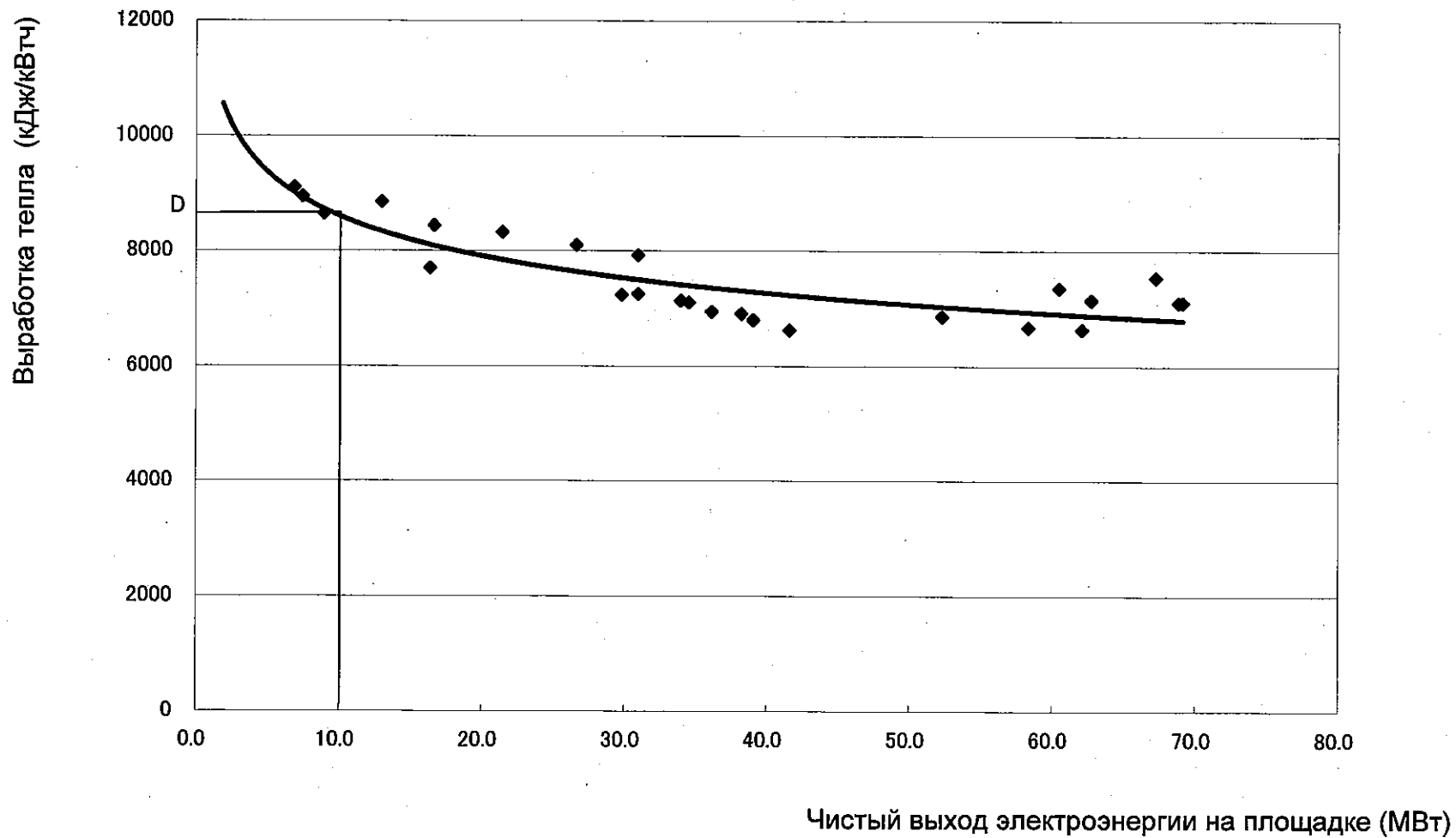


Таблица-2 Чистый выход тепла на небольшом энергоблоке ПГУ

**Определение ставки заранее оцененных убытков
по результатам испытаний проверки рабочих характеристик
и позднего завершения строительства энергоблока ПГУ**

1. Потеря выработки мощности в один (1) кВт

1) Первый вариант.

На настоящий момент оценочная стоимость строительства составляет 29,1 млрд. яп. йен (242,5 млн. долл. США)¹, а определенная номинальная мощность 370 МВт. Таким образом, выработка 1 (одного) кВт соответствует 78600 яп. йен (655 долл. США). Ставка заранее оцененных убытков должна быть такой величиной, предотвращающей участников тендера от заявления чрезмерных параметров выработки мощности. Увеличивая стоимость в 1,5 раза, принимая во внимание, что потеря выработки мощности является видом компенсации убытков, ставка заранее оцененных убытков может составлять 120 тысяч яп. йен (1000 долл. США) за потерю в один (1) кВт.

2) Второй вариант.

Когда выработка мощности нового энергоблока ПГУ меньше на 1 (один) кВт, существующие энергоблоки с меньшей тепловой эффективностью должны эксплуатироваться с выработкой большей мощности на 1 (один) кВт для компенсации потери выработки мощности на новом энергоблоке ПГУ. Как результат, потребление топлива должно возрасти в соответствии с разницей между потреблением топлива на существующих энергоблоках и новой ПГУ. Настоящая величина стоимости разницы потребления топлива на протяжении срока эксплуатации в 25 лет может рассматриваться как ставка заранее оцененных убытков по отношению к потере в выработке мощности.

Расчетная стоимость на данный момент составляет 63990 яп. йен/кВт (533,25 долл. США/кВт) при следующих условиях:

Чистая тепловая эффективность существующих энергоблоков	36%
Чистая тепловая эффективность новой ПГУ	56%
Учетная ставка для перевода в настоящую стоимость	12%
Уровень увеличения стоимости единицы топлива	1,5%
Переводной коэффициент к настоящей стоимости	8,842
Цена единицы топлива по ТЭО	995 яп. йен/м ³ (8,29 долл. США/м ³)
Общее количество эксплуатационных часов за год по ТЭО	7440 часов

Увеличивая стоимость 63990 яп. йен (533,25 долл. США) в 1,5 раза, рассматривая недостаток выработки мощности как тип компенсации убытков, ставка заранее оцененных убытков увеличивается до 96000 яп. йен (800 долл. США) за каждый киловатт потерянной мощности.

2. Потеря одного (1) процента чистой тепловой мощности энергоблока при режиме полной выработки электроэнергии.

¹ Все расчеты произведены на основании обменного курса 120 яп. йен = 1 долл. США.

Когда чистая тепловая эффективность энергоблока ниже, чем заявленная гарантированная величина, потребление топлива увеличивается на количество соответствующее величине потери тепловой эффективности. Настоящая стоимость увеличенного ежегодного потребления топлива из расчета срока эксплуатации 25 лет может рассматриваться как заранее оцененный убыток вследствие потери в чистой тепловой эффективности энергоблока ПГУ.

Настоящая расчетная стоимость 510,3 млн. яп. йен (4,25 млн. долл. США) при следующих условиях:

Чистая выходная мощность энергоблока ПГУ	370 МВт
Ежегодное количество эксплуатационных часов при полной выработке электроэнергии	4900 часов
Другие необходимые условия	как указано

Увеличивая стоимость 510,3 млн. яп. йен (4,25 млн. долл. США) в 1,5 раза, рассматривая потерю как тип компенсации убытков, может быть получена ставка заранее оцененных убытков в 765 млн. яп. йен (6,4 млн. долл. США) за каждый процент потери чистой тепловой эффективности при полной выработке электроэнергии.

3. Потеря одного (1) процента чистой тепловой эффективности энергоблока при режиме выработки электроэнергии и тепла

Подобно предыдущему параграфу, настоящая величина стоимости увеличенного ежегодного потребления топлива на протяжении срока эксплуатации в 25 лет может рассматриваться как заранее оцененный убыток при потере чистой тепловой эффективности в режиме выработки электроэнергии и тепла. В настоящее время величина стоимости вследствие потери чистой тепловой эффективности на один (1) процент может быть рассчитана при следующих условиях:

Чистая выходная мощность энергоблока ПГУ	363 МВт
Чистое производство энергии горячей воды	30 Гкал/ч
Ежегодное количество часов режима совместной выработки электроэнергии и тепла	2540 часов
Другие необходимые условия	как указано

Расчетная величина составляет 245,7 млн. яп. йен (2,05 млн. долл. США). Таким образом, увеличивая величину 245,7 млн. яп. йен (2,05 млн. долл. США) в 1,5 раза по тем же причинам как указано выше, может быть получена величина в 368,6 млн. яп. йен (3,1 млн. долл. США) в качестве ставки заранее оцененных убытков за потерю одного (1) процента чистой тепловой эффективности при режиме выработки электроэнергии и тепла.

4. Позднее завершение

Когда дата завершения переносится, прибыль от продаж электроэнергии и горячей воды должна сократиться соответственно объему электроэнергии и горячей воды, потерянных за период позднего завершения. Таким образом, потеря дохода может рассматриваться как заранее оцененные убытки вследствие позднего завершения. Стоимость потери за 1 (один)

день отсрочки может быть равна 5,62 млн. яп. йен (46833 долл. США) при следующих условиях:

Чистая выходная мощность энергоблока ПГУ	363 МВт
Чистое производство энергии горячей воды	30 Гкал/ч
Тариф на электроэнергию	0,6 яп.йены/кВтч (0,005 долл. США/кВтч) (500 сум/кВтч)
Тариф на горячую воду	540 яп. йен/Гкал (4,5 долл. США/Гкал) (4500 сум/Гкал)

Таким образом, увеличивая величину 5,62 млн. яп. йен (47 тыс. долл. США) в 5 раз по тем же причинам как указано выше, может быть получена величина 28,1 млн. яп. йен (234 тыс. долл. США) в качестве ставки заранее оцененных убытков за один день отсрочки.

5. Заключение

Как результат анализа, приведенного выше, в качестве ставок заранее оцененных убытков должны использоваться следующие величины:

- 1) Потеря чистой выходной мощности при режиме полной выработки электроэнергии 1000 долл. США/кВт
- 2) Потеря чистого теплового КПД при режиме полной выработки электроэнергии 6,5 млн. долл. США/1%
- 3) Потеря чистого теплового КПД при режиме выработки электроэнергии и тепла 3,5 млн. долл. США/1%
- 4) Позднее завершение строительства 0,25 млн. долл. США/день

Вопросник
по условиям проектирования Новой системы горячего водоснабжения
(Документ № TMPS-1R)

1. Условия проектирования системы производства горячей воды

Условия максимальной нагрузки	Гкал/час	_____ 100
Поток горячей воды	тон/час	_____
Температура воды на входе теплообменника	°С	_____
Температура воды на выходе теплообменника	°С	_____
Требуемое давление подачи	кПа(гр)	_____
Давление на входе насоса	кПа(гр)	_____

2. Условия эксплуатации системы производства горячей воды

Максимальный поток в _____ (месяц)	тон/час	_____
Минимальный поток в _____ (месяц)	тон/час	_____
Контролируемые пределы температуры на выходе	°С	от _____ до _____
Колебания температуры воды на входе	°С	от _____ до _____

Среднегодовые показатели для использования при проведении гарантийных испытаний энергоблока комбинированного цикла

Поток воды	тон/час	_____
Входная температура	°С	_____
Выходная температура	°С	_____
Давление подачи	кПа(гр)	_____

3. Подтверждение Объема подачи

Теплообменники (загруженность 50% каждого) 3 шт.

Насосы подачи горячей воды (загруженность 50% каждого) 3 шт.

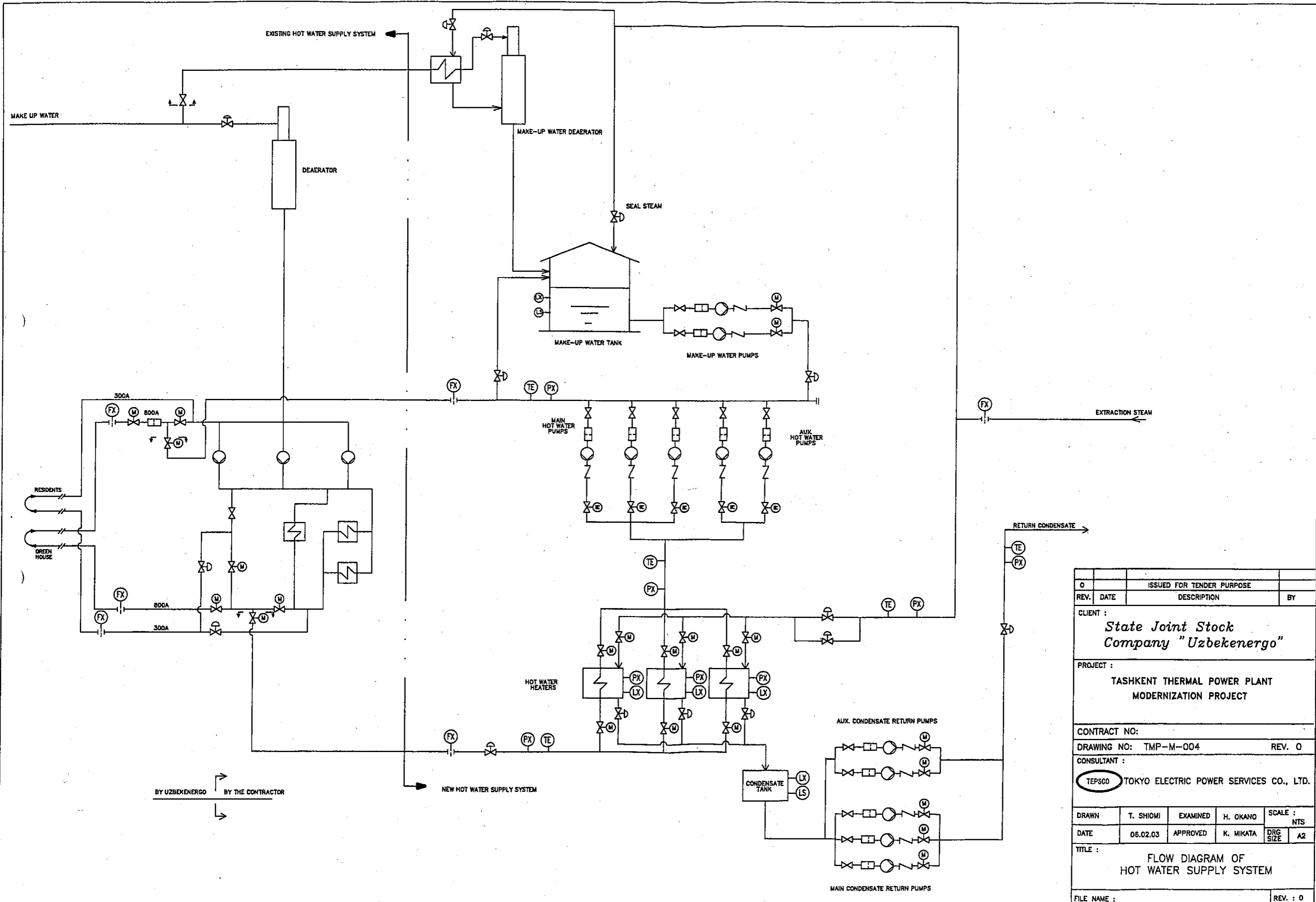
Насосы возврата конденсата (загруженность 50% каждого) 3 шт.

Трубопроводка подачи пара

Трубопроводка холодной воды от существующего магистрального трубопровода до новых насосов

Трубы подачи горячей воды от выхода теплообменника до существующего магистрального трубопровода

Трубопроводка возврата конденсата



0		ISSUED FOR TENDER PURPOSE		
REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	
CLIENT :				
State Joint Stock Company "Uzbekenergo"				
PROJECT :				
TASHKENT THERMAL POWER PLANT MODERNIZATION PROJECT				
CONTRACT NO:				
DRAWING NO: TMP-M-004			REV. 0	
CONSULTANT :				
TEPSCO TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.				
DRAWN	T. SHIOMI	EXAMINED	H. OKANO	SCALE :
DATE	06.02.03	APPROVED	K. MIKATA	NTS
TITLE :				DRG SIZE
FLOW DIAGRAM OF HOT WATER SUPPLY SYSTEM				A2
FILE NAME :				REV. : 0

2. ДОКУМЕНТЫ ПО ПРЕДКВАЛИФИКАЦИИ

**Проект модернизации
Ташкентской тепловой электростанции**

**Документы по пред-квалификации
для международного конкурентного тендера
на строительство 370 МВт энергоблока комбинированного цикла**

документ № ТМР-0001Р

(дата) 2003 год

**Республика Узбекистан
Государственная акционерная компания
“УЗБЕКЭНЕРГО”**

**Документы по пред-квалификации
для международного конкурентного тендера
на строительство 370 МВт энергоблока с комбинированным циклом**

СОДЕРЖАНИЕ

	страница
1. Приглашение на пред-квалификацию	3
2. Инструкции для заявителей	8
2.1 Общее	8
2.2 Критерии квалификации	9
2.3 Дополнительная информация	12
2.4 Совместные объединения и консорциумы	12
2.5 Конфликт интересов	13
2.6 Обновление пред-квалификационной информации	13
Дополнение А: Описание проекта модернизации Ташкентской теплоэлектростанции (ТашТЭС)	
Приложение А: Формы-заявки	
Приложение Б: Таблица оценки квалификации («подходит / не подходит»)	

Республика Узбекистан
Государственная акционерная компания “УЗБЕКЭНЕРГО”

(дата) 2003 года

1. Приглашение на пред-квалификацию

1.1 16 мая 2002 года Правительство Республики Узбекистан подписало кредитное соглашение с Японским банком международного сотрудничества, (далее JBIC) в размере 24 955 000 000 японских йен для покрытия стоимости “Строительства 370 МВт энергоблока с комбинированным циклом по проекту модернизации ТашТЭС” (далее Проект). Выплаты со стороны JBIC будут производиться по требованию Правительства Узбекистана и должны осуществляться, во всех отношениях, с учетом условий и требований Кредитного Соглашения, включая “Условия и требования по закупкам с использованием кредитов JBIC в рамках предоставляемой Официальной помощи развитию (ОПР)”. Никакая другая сторона кроме Правительства Республики Узбекистан не должна получать права по кредитному соглашению или иметь другие права на заемные средства. Вышеуказанное кредитное соглашение будет покрывать только часть стоимости проекта. По оставшейся части, Правительство Республики Узбекистан предпримет необходимые меры для ее финансирования

1.2 Целью проекта является модернизация существующей Ташкентской тепловой электростанции путем применения высокоэффективных современных технологий по выработке электроэнергии на основе комбинированного цикла. В этой связи ГАК “Узбекэнерго” через своего Консультанта намеревается провести пред-квалификацию подрядчиков для следующих работ в рамках данного Проекта:

- 1) Проект из создания энергоблока номинальной мощностью 370 МВт с комбинированным циклом бестопочного типа с многоосным расположением. Топливом является природный газ, который подается под давлением приблизительно 0,7 МПа на терминал на территории ТашТЭС.
- 2) Проект должен содержать следующие этапы работы: разработка и дизайн, производство, закупка, транспортировка, строительство, установка, запуск, сдача в эксплуатацию и проверка полной деятельности энергоблока с комбинированным циклом, который должен быть построен на территории ТашТЭС подрядчиком ЕРС (единственный подрядчик на инжиниринг, закупку и строительные работы) с единой ответственностью за проект и на условиях сдачи “под ключ”. ТашТЭС расположена на расстоянии приблизительно 20 км в северо-восточном направлении от центральной части г.Ташкента на высоте 502 м над уровнем моря.

1.3 Описание проекта

- 1) В соответствии с планом развития энергогенерирующих мощностей, Узбекэнерго намеривается построить 370 МВт многоосный энергоблок с комбинированным циклом. Тепловой цикл вторичной стадии должен быть предпочтительно тройного давления с промежуточным перегревом. Энергоблок использует местный природный газ, поставляемый через существующую систему трубопроводов с

месторождений Бухары и Шуртана Энергоблок состоит из одной (1) газовой турбины/генератора, одного (1) парового генератора, одной паровой турбины/генератора в комплекте с остальным соответствующим дополнительным оборудованием.

- 2) Предполагается, что энергоблок будет нормально использоваться на протяжении длительного времени с использованием комбинированного цикла, в то же время существует вероятность использования только первичного цикла в период срочной необходимости, когда вторичный цикл находится в нерабочем состоянии по каким-либо причинам. В летний период энергоблок будет работать в нормальном режиме для выработки электроэнергии, в зимний период будет производиться выработка, как электроэнергии, так и тепла (используется пар низкого давления, поступающий из паровой турбины).
- 3) Энергоблок будет располагаться на территории примерно 150 метров на 200 метров на расстоянии 50 метров в Юго-Восточном направлении от существующего блока №12 обычного типа. План расположения и строительства должен быть разработан с учетом последующего расширения строительства на еще один (1) энергоблок схожего или более мощного типа. Выходной пар из паровой турбины будет накапливаться в конденсаторе, затем конденсироваться и охлаждаться свежей водой, забираемой из искусственного водоема, заполняемого водой из канала Боз-Су. Вода будет подаваться в конденсатор насосами, которые также будут установлены на конце удлиненного водозаборного канала. Новый водозаборный насосный блок будет обрабатывать воду таким образом, что она будет затем использоваться в тепловыделяющем парогенераторе. Выходное напряжение генератора будет усилено до 220 кВ: и будет подаваться на новую силовую подстанцию, которая должна быть пристроена к существующей подстанции.
- 4) Давление поступающего на электростанцию природного газа недостаточно для того, чтобы использовать его в газовой турбине. Таким образом также необходима установка компрессоров высокого давления. Необходимая система предварительной подготовки природного газа также будет включена в техническое задание, с целью обеспечить необходимую обработку газа для его последующего использования в газовой турбине.
- 5) Газовая турбина/генератор, паровая турбина/генератор, контрольное и электрическое оборудование должны быть установлены в зданиях для газовой турбины и паровой турбины, построенных в рамках данного проекта. Главные панели контролирующего оператора должны быть установлены в БЩУ энергоблока в здании газовой турбины, а также система дистанционного наблюдения за состоянием работы энергоблока должны быть установлены в существующем Центральном Контрольном Пункте, расположенном недалеко от существующего энергоблока №1 обычного типа.

Детальное описание проекта модернизации приведено в Дополнении А.

1.4 Описание места

- 1) Место реализации проекта находится на территории Ташкентской ТЭС, расположенной приблизительно на расстоянии 20 км к северо-востоку от

г.Ташкента, столицы Узбекистана. Место имеет автомобильные и железнодорожные подъездные пути.

- 2) Для данного проекта подготовлена территория примерно 150 метров на 200 метров. Возможно также использование дополнительной территории при возникшей необходимости. Место реализации проекта принадлежит к категории 9 по карте сейсмических зон (ISI). Все здания и оборудование для данного проекта должны быть разработаны с учетом существующего сейсмического фактора.
- 3) Ежегодная средняя температура окружающей среды 16 С° с максимальной температурой +41,1 С° и минимальной температурой -15,5 С°. Ежегодная средняя относительная влажность составляет приблизительно 52% с минимальным уровнем в 30% в летний период и максимальным уровнем 73% в зимний период. Ежегодное среднее количество выпадаемых осадков составляет 405 мм с максимальным уровнем выпадения осадков за час 4 мм.
- 4) Проект ориентирован на использование водозаборной охлаждающей системы, при этом вода забирается из водоема, заполняемого водой из канала Боз-Су. Сброс охлаждающей воды будет производиться в существующий закрытый сбросной канал через новую подземную стальную трубу. Свежая вода будет использоваться для подготовительных целей в рамках данного проекта.

1.5 Общий опыт

- 1) Средний ежегодный оборот в качестве генерального подрядчика по работам, завершённым или находящимся в реализации, за последние 5 (пять) лет не должен быть менее чем 250 млн. долл. США; и
- 2) Другие детальные критерии указанные в Инструкции участникам тендера.

1.6 Ожидается, что приглашение к участию в тендере будет разослано участникам в (дата) 200_ года.

1.7 Генеральный подрядчик должен будет гарантировать своевременное завершение проекта и эффективную деятельность энергоблока.

1.8 Пред-квалификация открыта для фирм и созданных совместных объединений и консорциумов из стран, разрешенных к участию, то есть всех стран и территорий..

1.9 Нарушения в осуществлении работ

- (1) Товары и услуги по контракту должны быть приобретены в соответствии с порядком, указанным в Кредитном соглашении. Выделение кредитных средств на товары и услуги, которые были приобретены с нарушениями, будет аннулировано.
- (2) В случае если будет определено, что участник тендера, рекомендуемый к присуждению контракта, был замечен во взяточничестве и мошенничестве, в предложении по присуждению ему контракта будет отказано.

(3) Участник тендера будет признан непригодным к участию, если будет определено, что он участвовал во взяточничестве и мошенничестве по другим контрактам ОПР, финансируемым JBIC.

1.10 Общая информация о климате, геологии, географии, плане проекта, ожидаемом периоде строительства, льготах и услугах будет предоставлена ГАК «Узбекэнерго». Техническое задание в рамках данного контракта прилагается в Дополнении А.

1.11 Заявители, имеющие право на участие в тендере, могут получить пред-квалификационную документацию путем письменного или факсимильного обращения по нижеследующему адресу с приложением документа (номер платежного поручения), подтверждающего оплату предоставляемой документации путем денежного перевода.

Алишер Зияевич СИРАДЖЕВ,
Заместитель Председателя Правления ГАК «Узбекэнерго»

Ул. Хорезмская 6,
Ташкент 700000
Республика Узбекистан
Факс : +998 (71) 136-2700

1.12 Заявитель должен четко указать “Запрос на пред-квалификационную документацию по “Проекту модернизации Ташкентской ТЭС, Строительство ПГУ мощностью 370 МВт с комбинированным циклом”. Документы будут доступны к получению (дата) 200_ года в 12:00.

Заявитель должен оплатить невозвращаемую сумму в 250 долл. США в пользу ГАК “Узбекэнерго” на валютный счет

№20210840000117832001 в банке ABN AMRO Bank New York.
Внутренний номер счета до востребования в узбекских сумах: 5038758
Код: 00831
Код SWIFT: ABNAUZ22
Банк-корреспондент: ABN AMRO Bank New York
Банк-корреспондент SWIFT: ABNAUS33

ГАК «Узбекэнерго» обеспечит прямую высылку пакета документации зарегистрированной авиапочтой, В тоже время ни при каких обстоятельствах ГАК «Узбекэнерго» не несет ответственности за позднюю доставку или потерю документации.

1.13 Заявки на пред-квалификацию должны быть направлены в запечатанных конвертах, которые должны быть отправлены курьерской почтой или с почтовым уведомлением по нижеуказанному адресу не позднее 12:00 ч. (дата) с четким указанием на конверте “Заявка на пред-квалификацию по “Проекту Модернизации Ташкентской ТЭС; Строительство ПГУ мощностью 370 МВт ””.

Вся информация, предоставляемая для пред-квалификации должна быть на английском языке. Дополнительное предоставление копии документов на русском языке также поощряется.

Отсутствие информации, необходимой для оценки квалификации Заявителей; не предоставление своевременных разъяснений или не подтверждение представленной информации могут служить основанием для дисквалификации Заявителя.

Имя и почтовый адрес Заявителя должны быть четко указаны на конвертах.

Алишер Зияевич СИРАДЖЕВ
Заместитель Председателя Правления ГАК «Узбекэнерго»

Ул. Хорезмская 6,
Ташкент 700000
Республика Узбекистан
Факс : +998 (71) 136-2700

- 1.14 Заявители будут своевременно проинформированы о результатах рассмотрения их Заявок. Только фирмы, компании, совместные объединения или консорциумы, прошедшие процедуру пред-квалификации, будут приглашены к участию в тендере. Участник(и) тендера будут определены как предварительно квалифицированные фирмы, совместные объединения или консорциумы.

2. Инструкции для заявителей

Наименование проекта	Проект модернизации Ташкентской тепловой электростанции
Принадлежность проекта	ГАК “Узбекэнерго”
Заемщик	Правительство Республики Узбекистан

2.1 Общие Положения

1) Нарушения в осуществлении работ

- (1) Товары и услуги по контракту должны быть приобретены в соответствии с порядком, указанным в Кредитном соглашении. Выделение кредитных средств на товары и услуги, которые были приобретены с нарушениями, будет аннулировано.
- (2) В случае если будет определено, что участник тендера, рекомендуемый к присуждению контракта, был замечен во взяточничестве и мошенничестве, в предложении по присуждению ему контракта будет отказано.
- (3) Участник тендера будет признан непригодным к участию, если будет определено, что он участвовал во взяточничестве и мошенничестве по другим контрактам ОПП, финансируемым JBIC.

2) Только фирмы, компании, совместные объединения или консорциумы, прошедшие процедуру пред-квалификации будут приглашены к участию в тендере. Квалифицированная компания или член квалифицированного совместного объединения или консорциума могут участвовать в тендере на контракт. Если компания предоставляет более одного предложения, от самой компании или, будучи членом совместного объединения, все предложения от данной компании будут отвергнуты и участие компании в тендере будет приостановлено. Данное положение не будет применяться в случае, где субподрядчики будут участвовать в более чем одном (1) тендерном предложении.

3) Участники тендера обязаны обеспечить гарантии тендерных предложений в форме финансовых бонов (облигаций), банковских гарантий или других финансовых обязательств, принимаемых ГАК “Узбекэнерго” в размере 4 млн. долл. США. Победитель тендера будет обязан обеспечить гарантии выполнения контракта. Образцы форм будут предоставлены с тендерной документацией. Надежность тендерного предложения должна быть подтверждена любым хорошо зарекомендовавшим себя банком из любой страны, имеющей право участвовать в тендере, банковские гарантии по надежности участия должны быть поддержаны банком в Республике Узбекистан.

4) ГАК “Узбекэнерго” оставляет за собой право:

- (1) вносить дополнения в техническое задание и стоимость контракта подлежащего тендеру. В этом случае процедура пред-квалификации будет повторена в зависимости от объема внесенных изменений с техническое задание и стоимость контракта;

- (2) отвергать или принимать любые заявки;
- (3) прекратить процесс пред-квалификации и отвергнуть все заявки.

ГАК "Узбекэнерго" не несет ответственности в случае подобных действий и не обязана информировать заявителей о причинах подобных действий.

- 5) Заявители будут проинформированы в письменном виде или по факсу в течение 90 дней со дня подачи заявок (подпункт 1.13) о результатах рассмотрения их заявок и участниках прошедших пред-квалификацию без каких-либо разъяснений о причинах решений ГАК "Узбекэнерго"

2.2 Критерии квалификации

- 1) Пред-квалификация будет проводиться по принципу формы оценки «подходит / не подходит» с учетом общего и конкретного опыта заявителя, наличия персонала и соответствующего оборудования, финансового состояния, как будет указано в информации заявителя в формах-заявках, прилагаемых к письму-заявке (отдельные требования по совместным объединениям или консорциумам приводятся в подпунктах 2.4-1 и 2). ГАК "Узбекэнерго" оставляет за собой право пренебрегать незначительными отклонениями от требований, в случае если они не оказывают значительного влияния на возможности заявителя исполнить контракт. Любая информация относительно субподрядчиков не будет приниматься во внимание в процессе определения соответствия заявителя критериям квалификации.
- 2) Участником тендера должен соответствовать указанным критериям квалификации и иметь международный опыт выполнения подобных работ, которые предполагаются в рамках данного проекта; и
- 3) Участник тендера должен предоставить достоверную информацию о любых судебных и арбитражных процессах, вследствие выполненных или находящихся на выполнении контрактах за последние 2 (два) года в соответствии с Формой-заявкой (11). Последовательная история судебных/арбитражных решений против участника тендера или любого из партнеров совместного объединения или консорциума, может привести к несостоятельности заявки; также
- 4) Средний годовой показатель оборота в течение последних 5 (пяти) лет должен быть не менее 250 млн. долл. США; и

Количество контрактов по энергоблокам ПГУ, схожим мощностью с данным проектом должно быть по меньшей мере 1 (один) за последние 5 (пять) лет; также

- 5) Участник должен показать, что он имеет доступ, ликвидные средства, незаложенные свободные средства, кредитные линии, и другие финансовые средства достаточные для соответствия требованиям движения наличности по строительству на период 34 месяца до предварительной приемки энергоблока.
- 6) Должны быть предоставлены аудированные финансовые отчеты за последние пять лет, подтверждающих прочность финансовых позиций участника, демонстрирующих долгосрочную надежность.

- 7) Любые участники могут участвовать в тендере, с учетом того, что они имеют достаточный опыт и их персонал способен выполнять функции и работы по проекту, а также иметь отношения с квалифицированным производителем газовых турбин. Производитель газовых турбин в сотрудничестве с ними должен быть квалифицирован в соответствии с указанными требованиями. Они должны предоставить письменное подтверждение от производителя газовых турбин о наличии соглашения о сотрудничестве; также

Участник тендера, либо связанный с торговой компанией, совместным объединением или консорциумом, либо выступающий как самостоятельный участник тендера, должен не только быть поставщиком газовых турбин, но и иметь опыт строительства за рубежом "под ключ" по меньшей мере 1 (один) многовальнный энергоблок ПГУ мощностью свыше 350 МВт, состоящих из газовых турбин/генераторов, использующих в качестве топлива природный газ без дополнительного дожигания топлива для котла-утилизатора и одной (1) паровой турбины/генератора. Заявитель должен предоставить письменное подтверждение удовлетворительной эксплуатации энергоблока ПГУ, заверенное владельцем электростанции; также

- 8) Подрядчик должен предоставить данные об использовании указанных трех (3) газовых турбин на основе прилагаемых форм (Форма –заявка №6) с письменным подтверждением от их владельца. Под словами "та же модель" понимается модель, которая полностью соответствует всем нижеуказанным параметрам:

(1) Воздушный компрессор: тот же тип, одинаковое количество контуров и одинаковый впускной воздуховод и с применением тех же или лучших материалов и с той же скоростью вращения.

(2) Камера сгорания: тот же тип и одинаковое количество слоев обшивки (прокладки) и с применением тех же или лучших материалов.

(3) Турбина: того же типа, одинаковым количеством контуров, той же впускной температурой газа и с применением тех же или лучших материалов и с той же скоростью вращения.

- 9) Заявитель должен указать производителей, из числа которых заявитель намеревается осуществить закупку газовой турбины, паровой турбины, котла-утилизатора и электрического генератора. Каждый производитель вышеупомянутого оборудования, за исключением газовой турбины должен иметь опыт разработки и производства по меньшей мере 1 (одной) единицы оборудования за последние пять (5) лет, имея в виду оборудование схожего типа, размера, спецификаций, с тем, которое предполагается использовать в рамках данного проекта. Опыт производителя по соответствующему оборудованию должен быть описан и предоставлен в соответствии с формами-заявками, прилагаемыми к настоящему приглашению (Формы-заявки №7, 8 и 9); также

- 10) Участник тендера должен предоставить следующие документы:

(1) Опыт сооружения многовальнных энергоблоков с комбинированным циклом схожего или более мощного типа, построенной за пределами своей страны регистрации.

- (2) Подтверждающие письма от владельцев многовалльных энергоблоков с комбинированным циклом об опыте их использования, как указано в требованиях подпункта 2.2-7)
- (3) Опыт и деятельность производителей, которые будут участвовать в поставках основного оборудования, такого как газовая турбина, котел-утилизатор, паровая турбина, электрический генератор, как указано в требованиях подпункта 2.2-9).
- (4) Копия соглашения о сотрудничестве между участником тендера и производителем газовых турбин, в случае если участник торговая компания, совместное объединение или консорциум.
- (5) Аудиторские ежегодные отчеты участника тендера за последние пять (5) лет.

11) ГАК "Узбекэнерго" оставляет за собой право прекратить процедуру пред-квалификации и отказать в рассмотрении документов заявителя без указания причин о прекращении пред-квалификации и отказе заявителю в участии в тендере. Только фирмы, компании, совместные объединения или консорциумы, успешно прошедшие процедуру пред-квалификации, будут допущены к участию в тендере.

12) Участник тендера должен иметь соответственно квалифицированный персонал необходимый для реализации данного проекта. Участник тендера должен предоставить информацию о главном кандидате и об альтернативном кандидате по каждой нижеприведенной позиции. Оба кандидата должны соответствующий опыт и отвечать указанным требованиям.

Позиция	Общий стаж (годы)	Стаж участия в подобных проектах (годы)
1. Менеджер по проекту	25	15
2. Инженер проекта	20	10
3. Менеджер по строительству	20	10
4. Ведущий инженер-механик	15	8
5. Ведущий инженер-электрик	15	8
6. Ведущий инженер по системам контроля	15	8
7. Ведущий инженер по гражданскому и структурному строительству	15	8

Общий опыт подразумевает общее количество лет, когда персонал участвовал в составлении проекта, проектировании, и наблюдении за деятельностью производителя оборудования и/или проектных фирм. Схожие работы подразумевает опыт персонала по составлению проекта, проектированию и наблюдению за деятельностью производителя оборудования и/или проектных фирм схожих их работе, в которую они будут вовлечены в данном проекте.

2.3 Дополнительная подтверждающая информация

Заявитель должен предоставить дополнительную подтверждающую информацию, которую необходимо приложить к формам-заявкам:

- (1) Копия сертификата регистрации компании в соответствующих компетентных органах страны регистрации, с указанием полного наименования заявителя, имени должностного лица или должностных лиц или органа компании, уполномочивающего заявителя, а также дате и месте регистрации в качестве подрядчика. (В случае если заявитель является торговой компанией, совместным объединением или консорциумом, сертификат должен содержать информацию о сфере деятельности, уставном капитале, периоде и дате создания совместного объединения или консорциума, имена всех директоров Совета директоров компании. Далее, в случае совместного объединения, должна быть указана структура владения акциями в компании).
- (2) Сертификаты от независимых аудиторов, приложенные к финансовой отчетности заявителя.
- (3) Копии сертификатов о завершении проектов, выданные соответствующими владельцами проектов или инженерами проектов как указано опыте соответствующих работ (форма-заявка 3) для подтверждения того, что проект был удовлетворительно завершен Заявителем, включая каждого члена совместного объединения или консорциума.

2.4 Совместные объединения или консорциумы

- 1) Совместные объединения или консорциумы должны удовлетворять следующие требования:
 - (1) Следующие условия являются минимальными квалификационными требованиями для образования совместных объединений или консорциумов:
 - (i) Ведущий партнер должен соответствовать не менее 40% (сорока) всех квалификационных критериев, указанных в подпунктах 2.2.4) и 2.2.5).
 - (ii) Каждый из партнеров должен индивидуально соответствовать 25% (двадцати пяти) от всех квалификационных критериев, указанных в подпунктах 2.2.4) и 2.2.5).
 - (iii) Совместное объединение или консорциум должны коллективно удовлетворять требования подпунктов 2.2.5), с 2.2.7) по 2.2.10) и 2.2.12). Индивидуальные члены должны удовлетворять требования подпунктов 2.2.3) и 2.2.6).
 - (2) Реорганизация совместного объединения или консорциума после прохождения процедуры пред-квалификации и любые изменения в составе и структуре прошедшего пред-квалификацию совместного объединения или консорциума должны быть письменно одобрены со стороны ГАК "Узбекэнерго" до заключительной даты проведения тендера. Подобные изменения в совместных

объединениях или консорциумах, представленные для одобрения со стороны ГАК “Узбекэнерго” могут быть не одобрены в следующих случаях:

- (i) Один из партнеров совместного объединения или консорциума выходит из его состава, а оставшийся партнер(ы) не удовлетворяют требованиям критериев квалификации.
 - (ii) Новые партнеры в совместном объединении или консорциуме не прошли квалификацию как индивидуально, так и в составе вновь образованного совместного объединения или консорциума.
 - (iii) Вновь образованное совместное объединение или консорциум может не иметь значительного опыта и возможностей для реализации проекта.
- (3) Любое тендерное предложение должно быть подписано таким образом, чтобы юридически связывать партнеров, совместно или отдельно, а также с приложением копии соглашения, учреждающего совместное объединение или консорциум, как в формах заявок 2А 2В, обеспечивающего совместную и отдельную ответственность в отношении контракта.
- 2) Пред-квалификация совместного объединения или консорциума не подразумевает индивидуальную пред-квалификацию любого из партнеров совместного объединения или консорциума. В случае ликвидации совместного объединения или консорциума, каждая из компаний-участниц может пройти пред-квалификацию, если она удовлетворяет всем критериям пред-квалификации, что также является предметом письменного утверждения со стороны ГАК “Узбекэнерго”.

2.5 Конфликт интересов

Заявитель (включая всех членов совместного объединения или консорциума) не должен иметь отношения (являться подразделением, дочерней или головной компанией, партнером) и не должен был иметь отношения (являться подразделением, дочерней или головной компанией, партнером) с компанией консультантом, или другой организацией которая подготовит дизайн и разработку, техническую спецификацию, любые другие документы пред-квалификации и проведению тендера по данному проекту, или который будет принят на работу в качестве инженера по проекту. Любые подобные отношения могут послужить основанием для дисквалификации заявителя.

2.6 Обновление пред-квалификационной информации

Участники тендера должны обновить финансовую информацию представленную для пред-квалификации во время подачи заявок на участие в тендере для подтверждения своего продолжающегося соответствия по критериям квалификации и для подтверждения ранее представленной информации. Участник не будет допущен к тендеру, если квалификация заявителя не будет подтверждена на момент проведения тендера.

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

Дополнение А

Описание

Проекта модернизации Ташкентской тепловой электростанции.

Описание проекта

1.1 Проектная Площадка

Проектная площадка расположена на расстоянии примерно 20 км к северо-востоку от центральной части города Ташкента, столицы Узбекистана. Площадка находится на отметке 502 м над уровнем Балтийского моря.

Новая энергетическая установка комбинированного цикла (далее энергоблок, парогазовая установка ПГУ) будет смонтирована на базе существующей Ташкентской ТЭС, которая состоит из 12 теплоэнергоблоков обычного типа, использующих в качестве основного топлива природный газ и как резервное - мазут. Диапазон установленной мощности энергоблоков от 150 до 165 МВт; общая установленная мощность 1,860 МВт. Поскольку блоки смонтированы в период от 32-41 лет назад, они физически и морально устарели. После монтажа и пуска в эксплуатацию нового энергоблока, существующие блоки No.11 и 12 в ближайшее время будут использоваться для резервных целей, а затем демонтированы.

Участок земли, предлагаемый под строительство энергоблока находится под юрисдикцией ГЭК «Узбекэнерго». Прилегающая площадь ТашТЭС составляет примерно 146 гектар. Площадь, отведенная под монтаж новой энергоустановки комбинированного цикла составляет примерно 150м × 200м, включая территорию необходимую для сооружения всех вспомогательных строений, включая газокompрессорную станцию, газоочистительную станцию, станцию химводоочистки и системы очистки сбросных вод, два главных трансформатора, и линии воздушной электропередачи. Площадка имеет подъездные железнодорожные пути.

Площадку можно приблизительно разделить на три категории: первый, второй и третий слои, исходя из нулевой отметки. Первый слой состоит в основном, из глины и ила (суглинка), толщиной примерно от 9 до 12м, частично содержащего от двух до трех песчаных глинистых слоев (песчаных суглинков), толщиной от 2 до 3 м. Второй слой – конгломерат, толщиной от 2 до 3 м, на поверхности которого находится песчаный слой за которым следует конгломерат толщиной 0.6 - 1 м. Третий слой, проходящий на глубине более 15м от поверхности, образует относительно твердый глинистый (суглинный) известковый слой. Уровень грунтовых вод находится на глубине 2-3 м от поверхности грунта. Площадка, по шкале сейсмичности относится к категории 9 по 12 бальной шкале.

1.2 Описание Установки

Новая установка представляет собой энергоустановку комбинированного цикла номинальной мощности 370 МВт много-вального типа с 1 (одной) газовой турбиной/генератором, 1 (одним) паровым генератором регенерации тепла бес топчного типа, 1 (одной) паровой турбины/генератором и 2 (двумя) основными трансформаторами, в комплекте со вспомогательным оборудованием и принадлежностями. Второй паровой паровой контур энергоблока будет использовать тип повторного нагрева. Паровая турбина будет спроектирована так, чтобы пар низкого давления можно было бы выводить из нее, как из источника тепла, для производства горячей воды в холодное время года. Установка будет управляться от консолей CRT (ЭЛТ – Электронно-Лучевая Трубка), расположенных

в БЩУ, который будет размещен в здании газовой или паровой турбины энергоблока. Панель управления в существующем Центральном пульте управления будет оснащена для осуществления мониторинга деятельности энергоблока. Тип системы охлаждения генераторов – воздушный или водородный. На Таблице №1 приведено более подробное описание энергоблока.

Система водяного охлаждения для паротурбинного конденсатора и для вспомогательного оборудования установки представляет собой единую систему охлаждения пресной водой. Вода, подаваемая с помощью насосов из канала Бозсу, будет использоваться в качестве охлаждающего средства. Показатели температур охлаждающей воды приведены в Таблице №2. В качестве подпиточной воды для установки будет использоваться очищенная вода из канала.

Давление поставляемого природного газа на газовом терминале ТашТЭС составляет примерно 0,7МПа, что не является рабочим давлением для работы газовой турбины. Таким образом необходима установка газовых компрессоров с соответствующей системой предварительной очистки, состоящей из фильтров и выталкивающего барабана (knockout drum).

1.3 План разбивки участка

План строительства энергоблока включает в себя турбинный зал, внешний парогенератор регенерации тепла, системы предварительной обработки природного газа и компрессорной станции, сооружения для очистки и обработки воды, площадок для основных трансформаторов и воздушных линий передачи. В главном здании будут расположены газовая турбина/генератор, паровая турбина/генератор с соответствующим вспомогательным механическим/электрическим оборудованием, пульт управления, помещение с электрическим распределительным устройством, аккумуляторную, различные административные помещения и склад. Подвижной подъемный кран будет установлен для подъема основных компонентов в ходе проведения технического осмотра. В главном зале также предусмотрен участок для размещения разобранных компонентов. В здании системы очистки и подготовки воды будут установлены системы деминерализации воды и предварительной обработки. Сточные воды нового энергоблока будут очищаться с помощью новой системы очистки дренажных вод, перед сбросом в дренажный канал системы циркуляции воды.

Насосы циркуляции воды установлены с подъемным устройством в насосной, расположенной на расширенном конце существующего водозаборного канала.

Подстанция на 220 кВ прилегает к существующей подстанции.

1.4 Система подачи природного газа

Газовая турбина будет проектироваться для природного газа без использования мазута в качестве резервного топлива. Газовые компрессоры будут использоваться для повышения давления газа 0,7МПа до примерно 4 МПа, в зависимости от типа газовой турбины. Любая система соответствующей предварительной обработки состоит из фильтра/сепаратора; будет предусмотрен также выталкивающий барабан для очистки природного газа до степени, необходимой прямого использования в газовой турбине. Обычный состав природного газа приведен в Таблице №3.

1.5 Система подачи воды

Вода, взятая из канала Бозсу будет использоваться для подпитки энергоблока.

Вода из системы городского водоканала будет использоваться в качестве питьевой воды, для противопожарных целей и другого различного использования.

Вода, забираемая из существующей системы кругового трубопровода, будет использоваться в энергоблоке для протвопожарных целей.

1.6 Система деминерализации

Система деминерализации будет установлена для предварительной очистки и обработки воды, для достижения приемлемого качества для использования в Паровом Генераторе Регенерации Тепла (Котел-утилизатор-HRSG). Система состоит из узла предварительной обработки, включающей в себя коагулятор и фильтр, систему деминерализации и оборудование для регенерации и хранения химикатов.

1.7 Система сточных вод

Сточные системы энергоблока состоят из нейтрализованных стоков регенерации, поступающих из системы подпитки и деминерализации, стоков из системы предварительной обработки, продувки ПГРТ (HRSG), напольного дренажа турбинного зала, потенциально загрязненных стоков трансформаторной площадки, и канализационных стоков.

Все стоки отдельно подаются на существующие установки обработки сточных вод для очистки.

1.8 Электрическая система

Электрическая система и соответствующее оборудование будут проектироваться с необходимой гибкостью и адекватным запасом для обеспечения надежного источника энергии для всего вспомогательного оборудования, используемого в энергоблоке.

Существующая система коммутации 220 кВ – воздушного типа. Шинная система переключения использует двойные сборные шины предельно подающие нагрузку или получающие энергию через выключатель цепи. Устанавливается 19 (девятнадцать) блоков выключателей на (1) одном соединителе шины, 6 (шесть) блоков исходящих линий передачи, 1 (один) взаимосвязанный с распределительной коробкой в 500 кВ, 1 (один) блок трансформатора напряжения, 1 (один) резервный блок и 1 (один) будущий блок.

Напряжение выходного тока из генераторов газовой турбины и паровой турбины будет повышено до 220 кВ через отдельные трансформаторы. Стальная структура распределительного устройства (трансформаторная подстанция) прилегающая к существующей структуре, для энергоблока будет спроектирована так, чтобы вместить 2 (два) блока для соединения выходной электроэнергии энергоблока (один блок для соединения выходной энергии от генератора газовой

турбины, а другой для генератора паровой турбины). Система распределения энергии 220 кВ для энергоблока будет также использовать линии наземного воздушного типа.

Выходная мощность через основные трансформаторы будет передаваться на ОРУ 220 кВ с помощью линий воздушной электропередачи.

Дополнительные нагрузки энергоблока будут питаться либо от генератора газовой турбины через вспомогательный трансформатор, либо от внешней сети через пусковой трансформатор. Вспомогательный и пусковой трансформаторы будут соединены с 2 (двумя) шинами распределительного устройства среднего напряжения через автономные выключатели цепи. Дополнительная мощность будет распределяться от этих шин распределительного устройства среднего напряжения (6.3 кВ).

1.9 Система контроля и управления

Пульт управления будет размещен в здании газовой или паровой турбины энергоблока и оснащен современной системой контроля распределения (DCS), так чтобы можно было автоматически контролировать выходное тепло и мощность. В помещении устанавливаются экраны CRT (ЭЛТ) для мониторинга работы и панели с клавиатурой для управления энергоблоком.

За процессам и работой энергоблока также можно будет наблюдать через экраны типа плазменной панели, которые будут установлены в БЦУ и существующем Центральном пульте управления (Central Control Room). Использование мониторов позволит облегчить процесс взаимодействия оператора с системой контроля и управления для осуществления наблюдения, управления и обеспечения надежного функционирования. Центральное вычислительное устройство (CPU) должно иметь двойной контур для обеспечения дополнительной резервной системы деятельности, для обеспечения надежности системы контроля.

2. Техническое задание

2.1 Виды работ и услуг, выполняемые Подрядчиком

Работы и услуги, выполняемые Подрядчиком включают в себя проектирование, изготовление, производство, испытание в фабричных условиях, упаковку, перевозку на площадку, разгрузку и хранение на стройплощадке, монтаж, тестирование, наладку, сдачу в эксплуатацию, испытание надежности в рабочих условиях, проверку технико-эксплуатационных характеристик и приемо-сдаточные испытания с передачей в эксплуатацию энергоблока «под ключ» в полном объеме. Основные работы и услуги указаны далее. Однако, перечень не ограничивается только этими работами.

- (1) Газовая турбина и вспомогательное оборудование
- (2) Генератор газовой турбины и вспомогательное оборудование
- (3) Паровой генератор регенерации тепла (котел-утилизатор) и вспомогательное оборудование

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

- (4) Паровая турбина и вспомогательное оборудование
- (5) Генератор паровой турбины и вспомогательное оборудование
- (6) Электрическая система для генератора газовой турбины
- (7) Электрическая система для генератора паровой турбины
- (8) Распределительное устройство 220 кВ, включая соединительные линии от главного трансформатора
- (9) Электрические системы необходимые для энергоблока
- (10) Механические системы необходимые для энергоблока
- (11) Конденсатор паровой турбины и вспомогательное оборудование
- (12) Система циркуляции воды охлаждения
- (13) Система обработки подпиточной воды
- (14) Система водоочистки
- (15) Замкнутая система охлаждающей воды для охлаждения смазочного масла и других охлаждающих средств
- (16) Система горячего водоснабжения
- (17) Общестроительные работы по установке оборудования, фундаментов зданий, и бетонных конструкций
- (18) Архитектурные и другие необходимые работы
- (19) Система противопожарной безопасности энергоблока, включая пожарный автомобиль
- (20) Предварительная обработка природного газа и газокompрессорная станция
- (21) Основная и байпасная труба с направляющей демпферной заслонка
- (22) Оборудование и система подачи технического воздуха
- (23) Система контроля и мониторинга деятельности энергоблока
- (24) Система наблюдения за непрерывной эмиссией энергоблока

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

- (25) Монтажные работы всего оборудования, как указано в объеме поставок Подрядчика
- (26) Обучение персонала ГАК «Узбекэнерго» на предприятии производителя
- (27) Обучение персонала ГАК «Узбекэнерго» на площадке
- (28) Все необходимая документация по технологии эксплуатации и техобслуживания энергоблока
- (29) Полная документация и фактические чертежи постройки энергоблока
- (30) Компьютерная программа-симулятор для имитации эксплуатации энергоблока для обучения операторов
- (31) 6 (шесть) месяцев надзорных работ 3 (трех) инженеров Подрядчика по поддержке эксплуатации и техобслуживания
- (32) Запасные части на 5 (пять) лет работы
- (33) Осмотр и анализ площадки и предприятия
- (34) Пусконаладочные испытания и сдача в эксплуатацию
- (35) Контрольные испытания и испытания гарантийных технико-эксплуатационных характеристик
- (36) Подача заявок и получение всех необходимых разрешений и сертификатов для энергоблока
- (37) Необходимые реконструкционные работы по существующим сооружениям, которые будут использоваться для нужд строительства
- (38) Стандартные и специальные инструменты

2.2 Виды работ и услуг, выполняемых ГАК «Узбекэнерго»

Нижеследующие виды работ и/или услуг, связанных с монтажом энергоблока обеспечиваются ГАК «Узбекэнерго»:

- (1) Подпиточная вода, питьевая вода, техническая вода, рабочие воздух и пар, дополнительный пар, электроэнергия низкого и среднего напряжения для строительных нужд, сдача в эксплуатацию, гарантийные и пуско-наладочные испытания.
- (2) Детальный отчет об оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС)
- (3) Все необходимые разрешения со стороны соответствующих

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

экологических органов для строительства и функционирования энергоблока.

- (4) Топографическая съемка и картография.
- (5) Исследование грунта площадки/Бурение скважин.
- (6) Природный газ и подпитка электроэнергией для сдачи в эксплуатацию, гарантийных и пуско-наладочных испытаний линии передачи 220 кВ.
- (7) Подготовка и нивелирование (планировка) площадки, включая зону временного хранения в период строительства и подготовки подъездных путей, по которым будут доставляться крупногабаритные компоненты оборудования
- (8) Демонтаж и ликвидация наземных и подземных структур площадки
- (9) Перемещение всех существующих трубопроводов природного газа и горячей воды
- (10) Перемещение и модификация существующих линий воздушной передачи на 35 кВ и 220 кВ
- (11) Перемещение ремонтных сооружений в существующих цехах в другие существующие здания
- (12) Место для склада запасных частей и специальных средств техобслуживания
- (13) Ограждение вокруг площадки энергоблока, подъездные дороги к оборудованию и системе дренажа на территории площадки энергоблока
- (14) Рабочая сила, сооружения и средства доступные на площадке для проведения испытания в конце периода устранения дефектов
- (15) Оплата за проживание, суточные, транспортные расходы для освидетельствования проверки и испытания оборудования на предприятии-изготовителе
- (16) Периодическое предоставление подрядчику и консультанту оперативных данных по эксплуатации и техобслуживанию энергоблока в течение периода устранения дефектов.

3. Разные виды услуг/Электрическое питание

В основном будут обеспечены следующие виды электрического соединения и питания:

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

- (1) Взаимосоединения с существующим распределительным устройством 220кВ
- (2) Трубопровод подачи природного газа
- (3) Соединение с дренажем циркуляционной воды конденсатора.
- (4) Дополнительный пар для пуска паровой турбины
- (5) Подпиточная вода для ПГРТ (парогенератора регенерации тепла)
- (6) Сточные воды
- (7) Питьевая вода
- (8) Техническая вода
- (9) Вода для пожарных нужд
- (10) Подача воздуха для технических нужд
- (11) Подача пара для технических нужд
- (12) Подача выведенного пара для конвертера «пар-горячая вода»
- (13) Дренаж возвратного пара из конвертера «пар-горячая вода»
- (14) Воздух для КИП
- (15) Напряжение в 6,6 кВ для взаимного соединения
- (16) Электроэнергия низкого напряжения для нужд строительства

4. Климатические условия

Согласно показателям температуры окружающей среды за последние 20 лет, расчетная среднегодовая температура равна 16.0 °С с максимальной температурой 41,1 °С и минимальной -15,5 °С. Годовая средняя относительная влажность 52,0 % с наиболее высоким значением в зимнее время и наиболее низким в летний период. Среднегодовой объем осадков 405 мм с максимальными часовыми осадками – 3 мм.

Температурные условия площадки и условия проектирования приведены в Таблице №1.

5. Критерии проектирования и дизайна

Критерии проектирования энергоблока соответствуют Международной кодификации и Стандартам. Вопросы экологии, такие, как чистота воздуха, выброс

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

тепла, качество дренажной отработанной воды должно соответствовать узбекским экологическим стандартам.

Оборудование энергоблока соответствует мировым кодам и стандартам. Строительные и архитектурные работы должны будут соответствовать Узбекским стандартам.

6. Дата завершения проекта

Комбинированный цикл энергоблока будет завершен и готов к коммерческой эксплуатации к 1 мая 2007 года, в течение 34 месяцев от даты уведомления о начале работ. Досрочное завершение строительства и пуска в коммерческую эксплуатацию цикла газовой турбины/генератора приниматься во внимание не будет.

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

Таблица 1. Техническое Описание Установки

1. Спецификация энергоблока	
Тип	Установка бестопочного многовального типа комбинированного цикла с промежуточной дымовой трубой
Номинальная выходная мощность производительности без отбора пара	370МВт при температуре среды на площадке 16 °С, 52% влажности и 12 °С охлаждающей воды
Мощность выработки тепла с отбором пара	макс. 100 ГКал/ч при температуре 3 °С окружающей среды и 6 °С охлаждающей воды
Топливо	Природный газ
Количество блоков	1 (один)
Конфигурация энергоблока	Основные компоненты: 1 (одна) Газовая турбина 1 (один) Парогенератор Регенерации Тепла 1 (одна) Паротурбина конденсационная с отбором 1 (один) Генератор для Газовой турбины 1 (один) Генератор для Паровой турбины 2 (два) Основных Трансформатора
2. Газовая турбина	
Тип	Простой открытый цикл продолжительного использования одновальный
Температура газа на сопле 1 контура	1300 °С класса на входе турбины
Скорость вращения	3000 об/мин
Выбросы NOx (оксид азота)	25 мг. (15% O ₂ сухого)
3. Паровой генератор Регенерации Тепла	
Тип	Бестопочный газ, горизонтального или вертикального потока, естественной или принудительной циркуляции
Выработка пара	Примерно 330 т/ч

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

Давление (номинальное)	Высокое давление 10 МПа Промежуточное давление 2,5 МПа Низкое давление 0,5 МПа
Температура (номинальная)	Высокая температура 540 °С Промежуточная температура 540 °С Низкая температура 260 °С
4. Паровая турбина	
Тип	Повторный нагрев, экстракция/ конденсация, 2 (два) цилиндра, нисходящий поток с поверхностного конденсатора
Скорость вращения	3000 об/мин
Выходное давление	8 кПа
5. Насос циркулирующей воды	
Тип	Моторный привод, вертикальный, смешанный поток
Количество	1 (один)
6. Система водозабора	
Тип	Из водозаборного канала через мусоросборную решетку и передвижное сито
7. Электрическое оборудование	
7.1 Генераторы для газовой турбины и паровой турбины	
7.2	
Тип	Горизонтальный цилиндрический ротор, вращающийся синхронный генератор
Расчетная номинальная мощность	300 МВА/150 МВА
Расчетная частота	50 Гц
Синхронная скорость	3000 об/мин
Расчетное напряжение	22 кВ
Фактор энергии	0,85 сдвиг фаз, запаздывание
Метод охлаждения	Водородное или воздушное
Метод возбуждения	Статический тиристор с отдельной системой резервного возбуждения
Класс изоляции	Класс «F» с Классом «B» при росте температуры
7.2 Распределительное устройство	
Тип	Внешний с воздушной изоляцией
Система шины	Двойная шина с резервной шиной с единым выключателем цепи подачи нагрузки или генерирования

*Приглашение на пред-квалификацию
Проект модернизации Ташкентской ТЭС*

Номинальное напряжение 220 кВ
Входные блоки 2 (два)

Таблица 2. Показатели температуры воздуха и воды, влажности

Температура атмосферного воздуха
(среднемесячный показатель)

	С
Январь	-0,3
Февраль	-5,3
Март	11,9
Апрель	17,2
Май	24,9
Июнь	28,2
Июль	27,2
Август	25,8
Сентябрь	19,7
Октябрь	12,8
Ноябрь	10,6
Декабрь	4,7
Мин. температура воздуха:	-15,5 °С
Макс. Температура воздуха:	41,1 °С
Среднегодовая температура:	16,0 °С

Относительная влажность атмосферного воздуха
(среднемесячный показатель) (%)

Январь	73
Февраль	66
Март	55
Апрель	53
Май	40
Июнь	30
Июль	34
Август	39
Сентябрь	39
Октябрь	62
Ноябрь	68
Декабрь	69
Минимальная влажность	9
Среднегодовая влажность	52

Охлаждающая вода:

Макс. температура воды:	16 °С
Мин. температура воды:	3 °С
Средняя температура воды:	9,5°С

Таблица 3. Типичные составляющие природного газа (Шуртанский природный газ)

Свойства	
Состав	Объем в %
Метан	91,79
Этан	3,89
Пропан	0,92
Обычный Бутан	0,13
Изобутан	0,12
Азот	0,73
Диоксид углерода	2,35
сульфид азота	0,07 (Макс. 0,12)
Всего	100,0
Энергетические показатели	
Валовая Удельная Энергия	МДж/Нм ³ кг 40,53
Чистая удельная энергия	36,53
Удельная тяжесть	0,7903 кг/Нм ³
Температура	Мин. 2 °С, Макс. 26°С
Давление	0,6 МПа