

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ ОБ
ОБСЛЕДОВАНИИ
ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТА
МОДЕРНИЗАЦИИ
ТАШКЕНТСКОЙ ТЭЦ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**Проект заключительного доклада
(Основной отчет)**

Июнь 2009 г.

Japan International Cooperation Agency (JICA)

Tokyo Electric Power Services Co., LTD

ECC

CR(5)

09-002

Предисловие

В ответ на запрос Республики Узбекистан Правительство Японии приняло решение о проведении Технико-экономического обоснования по Проекту Модернизации Ташкентской Теплоэлектроцентрали, которое было проведено и Японским Агентством по Международному Сотрудничеству (здесь и далее ЛСА).

ЛСА отправила на площадку группу, возглавляемую г-ном Кенджи МИКАТА, Токио Электрик Пауэр Сервисиз Лимитед один раз за период с февраля по июнь 2009 года.

Группа исследования провела изучение, а также переговоры с соответствующими ведомствами Республики Узбекистан и ГАК «Узбекэнерго» и завершила подготовку отчета в ходе работ, проведенных в Японии.

ЛСА надеется, что данный отчет будет способствовать продвижению проекта и развитию дружеских отношений между странами.

В заключении ЛСА выражает искреннюю благодарность заинтересованным ведомствам и сотрудникам, оказывающим содействие в подготовке настоящего Отчета.

Июнь 2009 г.

Сейичи НАКАЦУКА
Вице-президент
Японское агентство по международному сотрудничеству

Июнь 2009 г.

Г-н Сейичи НАГАЦУКА
Вице-президент
ЛСА (Японское агентство по международному сотрудничеству)
Токио, Япония

Сопроводительное письмо

При этом направляем отчет по Предварительному изучению Проекта Модернизации Ташкентской Теплоэлектроцентрали. Группа исследования провела настоящее изучение в соответствии с контрактом с ЛСА за период с февраля по июнь 2009 г.

Группа исследования разработала план внедрения газовой турбины с использованием системы совместного производства тепловой и электрической энергии на Ташкентской теплоэлектроцентрали, расположенной в центре столицы Республики Узбекистан – городе Ташкенте – и играющей важную роль. Ожидается, что благодаря этой системе эффективность преобразования энергии будет увеличена, будет повышена эксплуатационная надежность ТЭЦ и снижено воздействие на окружающую среду. В свою очередь внедрение подобной системы внесет свой вклад в экономическое развитие Республики Узбекистан.

Группа исследования очень надеется, что Республика Узбекистан прислушается к заключениям настоящего отчета.

Пользуясь данной возможностью, группа исследования искренне благодарит ЛСА, Министерство иностранных дел, Министерства экономики, торговли и промышленности за поддержку, оказанную в ходе изучения. В дополнение, группа исследования сердечно благодарит заинтересованные ведомства Республики Узбекистан, ГАК «Узбекэнерго» и прочие организации.

Предварительное технико-экономическое
обоснование по Проекту Модернизации
Ташкентской Теплоэлектроцентрали

Руководитель группы Кенжи МИКАТА

Оглавление

Общая оценка и рекомендации

Глава 1 Обзор сектора тепловой и электрической энергии в Республике Узбекистан

1.1	Обзор сектора электроэнергетики в Республике Узбекистан	1-1
1.1.1	Организация	1-1
1.1.2	Обзор существующего оборудования по выработке электроэнергии	1-2
1.1.3	Обзор оборудования передачи энергии	1-5
1.1.4	Спрос на электроэнергию	1-8
1.1.5	План развития энергетической системы	1-10
1.1.6	Прогноз спроса на электроэнергию	1-11
1.1.7	Финансовое положение Ташкентской ТЭЦ	1-12
1.2	Обзор теплоэнергетического сектора г. Ташкента	1-15
1.2.1	Текущая ситуация с теплоснабжением в г. Ташкенте	1-15
1.2.2	Обзор существующего оборудования теплоснабжения	1-15
1.2.3	Спрос на тепловую энергию	1-16
1.2.4	Предполагаемое изменение спроса и план развития сектора теплоснабжения	1-17
1.3	Система тарифов на электрическую и тепловую энергию	1-18
1.3.1	Система тарифов	1-18
1.3.2	Тарифы	1-19
1.4	Краткий обзор газового и угольного секторов	1-20
1.4.1	Краткий обзор газового сектора	1-20
1.4.2	Краткий обзор угольного сектора	1-21
1.5	Обзор проектов, предполагаемых к реализации в рамках кредитов Официальной Помощи Развитию (ОПР)	1-22
1.5.1	Ангренская ТЭС	1-22
1.5.2	Талимарджанская ТЭС	1-47
1.5.3	Теплоцентраль для города Ташкента	1-51

Глава 2 Ташкентская теплоэлектроцентраль

2.1	Текущее состояние промплощадки проект	2-1
2.1.1	Местоположение	2-1
2.1.2	Промплощадка проекта	2-2
2.1.3	Текущее состояние окружающей среды в районе промплощадки ТЭЦ	2-2
2.2	Эксплуатационные условия существующего оборудования	2-2
2.2.1	Обзор	2-2

2.2.2	Планировка теплоэлектростанции.....	2-3
2.2.3	Технические условия основного оборудования.....	2-4
2.2.4	Эксплуатационные параметры существующей Ташкентской ТЭЦ.....	2-11

Глава 3 План реализации проектов в рамках кредитов ОПР

3.1	Концептуальное решение.....	3-1
3.1.1	Предварительные условия.....	3-1
3.1.2	Система совместного производства тепловой и электрической энергии.....	3-1
3.1.3	Газотурбинная установка с теплофикационным отбором.....	3-2
3.1.4	Выбор газовой турбины.....	3-4
3.1.5	Оборудование для Проекта.....	3-6
3.1.6	Основные технические характеристики оборудования.....	3-7
3.2	План расположения оборудования.....	3-7
3.3	Транспортировка материалов и оборудования.....	3-8
3.4	План поставки топлива.....	3-9
3.4.1	Источник подачи газа.....	3-9
3.4.2	Обеспечение поставок газа.....	3-9
3.5	План расположения электротехнического оборудования.....	3-9
3.6	Взаимодействие с проектом NEDO.....	3-13
3.7	График реализации проекта.....	3-13
3.8	Организация, реализующая проект.....	3-14
3.9	Эффект от реализации проекта.....	3-15
3.9.1	Экономия энергоресурсов.....	3-15
3.9.2	Эффект снижения выбросов парниковых газов.....	3-21
3.9.3	Улучшение качества окружающей среды.....	3-24
3.10	Технико-экономическое обоснование по внедрению специальных условий экономического сотрудничества.....	3-26

Глава 4 Экономико-финансовый анализ и показатели эффекта от реализации проекта

4.1	Эксплуатационные условия ТЭЦ.....	4-1
4.1.1	Эксплуатационные условия оборудования, внедряемого по кредиту по линии ОПР Японии.....	4-1
4.2	Затраты на реализацию проекта.....	4-1
4.2.1	Динамика цен на энергоустановки комбинированного цикла.....	4-1
4.2.2	Расчет затрат на реализацию проекта.....	4-3
4.3	Финансовый анализ.....	4-5
4.3.1	План финансирования.....	4-5
4.3.2	Предварительные условия финансового анализа.....	4-5
4.3.3	Показатели финансового анализа.....	4-6

4.3.4	Измерение влияния.....	4-9
4.3.5	Финансовая оценка.....	4-9
4.4	Экономический анализ.....	4-9
4.4.1	Расчет выгод.....	4-10
4.4.2	Показатели экономического анализа.....	4-11
4.4.3	Показатели измерения влияния.....	4-11
4.5	Выводы экономико-финансового анализа.....	4-12
4.6	Установка эксплуатационных показателей и показателей эффекта.....	4-12
Глава 5 Базовое обследование экологических и социальных влияний		
5.1	Экологическое законодательство.....	5-1
5.1.1	Управление охраны окружающей среды.....	5-1
5.1.2	Законодательная система по охране окружающей среды.....	5-2
5.1.3	Основные экологические нормы.....	5-2
5.2	Обзор отчета об экологической экспертизе.....	5-8
5.2.1	Экологическая экспертиза в Узбекистане.....	5-9
5.2.2	Обзор отчета об экологической экспертизе.....	5-12
5.3	График экологической экспертизы в данном проекте.....	5-17
Глава 6 Изучение МЧР		
6.1	Процедура оформления МЧР.....	6-1
6.1.1	Организация-исполнитель МЧР.....	6-1
6.1.2	Обзор процедуры оформления МЧР.....	6-2
6.2	Применение МЧР.....	6-5
6.2.1	Применение МЧР.....	6-5
6.2.2	Методология.....	6-5
6.2.3	Рассмотрение для применения методологии.....	6-6
6.2.4	Продвижение проекта по МЧР.....	6-12

Список сокращений

B/C	Рентабельность
BOP	Вспомогательное оборудование
CCPP	Электростанция с комбинированным циклом (ПГУ)
CDM	Механизм чистого развития
CER	Сертифицированное снижение выбросов
COP	Конференция сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата
COP/MOP	Конференция сторон на совещании по Киотскому Протоколу
CPI	Индекс потребительских цен
CRT	Электронно-лучевая трубка
DCS	Система распределенного управления
DNA	Уполномоченный национальный орган МЧР
DOE	Министерство энергетики
EIA	Оценка воздействия на окружающую среду
EIRR	Экономическая внутренняя норма доходности
EPC	Проектирование, закупки, строительство
F/S	Технико-экономическое обоснование
FIRR	Финансовая внутренняя норма доходности
FOB	Франко-борт
GHG	Парниковый газ
GT	Газовая турбина
GTCS	Газо-турбинная установка с теплофикационным отбором
HRS	Котел-утилизатор
IFC	Международная финансовая корпорация
IMF	Международный валютный фонд
JBIC	Японский Банк Международного Сотрудничества
JETRO	Японская внешнеторговая организация
JICA	Японское Агентство по Международному Сотрудничеству
MAC	Предельно-допустимая концентрация
MCC	Центр управления приводом
NEDO	Организация по разработке новой энергетической и промышленной технологии
NPV	Чистая приведенная стоимость
ODA	Официальная помощь развитию
PDD	Проектная документация
PIN	Проектная заявка (по проектам МЧР)
Pre-FS	Предварительное ТЭО
TEP	Теплоэлектропроект
TashTEZ	Ташкентская теплоэлектроцентраль

UNFCCC	Рамочная конвенция ООН по изменению климата
UPS	Источник бесперебойного питания

Единицы измерения

Приставки

мк	:	микро- = 10^{-6}
м	:	милли- = 10^{-3}
с	:	санти- = 10^{-2}
д	:	деци- = 10^{-1}
да	:	дека- = 10
г	:	гекто- = 10^2
к	:	кило- = 10^3
М	:	мега- = 10^6
Г	:	гига- = 10^9

Единицы длины

м	:	метр
мм	:	миллиметр
см	:	сантиметр
км	:	километр
”	:	Дюйм
фут	:	фут
ярд	:	ярд

Единицы площади

см ²	:	квадратный сантиметр
м ²	:	квадратный метр
км ²	:	квадратный километр
фут ²	:	квадратный фут
ярд ²	:	квадратный ярд
га	:	гектар

Единицы объема

м ³	:	кубический метр
л	:	литр
кл	:	килолитр

Единицы массы

г	:	грамм
кг	:	килограмм
т	:	тонна
фунт	:	фунт

Единицы площади

кг/м ³	:	Килограмм на кубический метр
т/м ³	:	Тонн на кубический метр
мг/м ³ Н	:	Миллиграмм на нормальный кубический метр
г/м ³ Н	:	Грамм на нормальный кубический метр

ppm	:	Частей на миллион
мкг/м ³	:	Микрограмм на стандартный кубический метр
Единицы давления		
кг/см ²	:	Килограмм на квадратный сантиметр
фунт/дюйм ²	:	Фунтов на квадратный дюйм
мм рт. ст.	:	Миллиметров ртутного столба
абс. мм рт. ст.	:	Абсолютный миллиметр ртутного столба
м вод. ст.	:	Метр водяного столба
фунт/дюйм ²	:	Фунтов на квадратный дюйм
ат	:	Атмосфера
Па	:	Паскаль
бар	:	Абсолютный бар
Единицы измерения энергии		
ккал	:	Килокалория
Мкал	:	Мегакалория
МДж	:	Мегаджоуль
ТДж	:	Тераджоуль
кВт·ч	:	Киловатт-час
МВт·ч	:	Киловатт-час
ГВт·ч	:	Гигаватт-час
БТЕ	:	Британская тепловая единица
Единицы теплотворности		
ккал/кг	:	Килокалории на килограмм
кДж/кг	:	Килоджоули на килограмм
БТЕ/фунт	:	Британская тепловая единица на фунт
Единицы теплового потока		
ккал/м ² ч	:	Килокалорий на квадратный метр в час
БТЕ/фут ² ч	:	Британская тепловая единица на квадратный дюйм в час
Единицы температуры		
градус	:	градус
°	:	градус
С	:	Цельсий
°С	:	Градусов Цельсия
F	:	Фаренгейт
°F	:	Градусов Фаренгейта
Единицы электричества		
Вт	:	Ватт
кВт	:	Киловатт
А	:	Ампер

кА	:	Килоампер
В	:	Вольт
кВ	:	Киловольт
кВ·А	:	Киловольт-ампер
МВ·А	:	Мегавольт-ампер
МВАр	:	Мегавар (Мегавольт-ампер-реактивный)
кГц	:	Килогерц
Единицы времени		
с	:	Секунда
мин	:	Минута
ч	:	Час
д	:	День
г	:	Год
Единицы скорости потока		
т/ч	:	Тонн в час
т/д	:	Тонн в день
т/г	:	Тонн в год
м ³ /с	:	Кубических метров в секунду
м ³ /мин	:	Кубических метров в минуту
м ³ /ч	:	Кубических метров в час
м ³ /д	:	Кубических метров в день
фунт/ч	:	Фунтов в час
м ³ Н/с	:	Кубических метров в секунду в нормальных условиях
м ³ Н/ч	:	Кубических метров в час в нормальных условиях
Единицы проводимости		
мкС/см	:	Микросименс в сантиметр
Единицы уровня силы звука		
дБ	:	Децибел
Валюты		
Сум	:	Узбекский Сум
US\$:	Доллар США
¥	:	Японская Йена

Список таблиц

№.	Название таблицы
Табл. 1-1-1	Оборудование существующих ТЭС
Табл. 1-1-2	Обзор оборудования существующих гидроэлектростанций
Табл. 1-1-3	Потребление топлива на теплоэлектростанциях
Табл. 1-1-4	Общая протяженность ЛЭП
Табл. 1-1-5	План развития электроэнергетического сектора до 2015 года
Табл. 1-1-6	План развития электроэнергетического сектора до 2015 года
Табл. 1-1-7	Балансовый отчет Ташкентской ТЭЦ
Табл. 1-1-8	Отчет о результатах хозяйственной деятельности (по состоянию на 1 января 2009 г.)
Табл. 1-2-1	Установленная мощность и вырабатываемая мощность теплоцентралей г. Ташкента (по состоянию на февраль 2009 г.)
Табл. 1-2-2	Предполагаемый рост спроса на тепловую энергию в г. Ташкенте
Табл. 1-2-3	План строительства объектов теплоснабжения
Табл. 1-3-1	Тарифы на электрическую и тепловую энергию (по состоянию на 2009 г.)
Табл. 1-3-2	Сравнение показателей, формирующих ежемесячные расходы в домашних хозяйствах
Табл. 1-5-1	Основные проектные параметры основного оборудования
Табл. 1-5-2	Технические параметры оборудования генераторов
Табл. 1-5-3	Общий срок эксплуатации каждого блока паровой турбины/генератора
Табл. 1-5-4	Условия эксплуатации паровой турбины/генератора за последние пять лет
Табл. 1-5-5	Соотношение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание на Ангренской ТЭС за последние пять лет (тыс. Долл. США)
Табл. 1-5-6	Снижение выброса парниковых газов при эксплуатации существующего и нового оборудования
Табл. 1-5-7	Сравнение объемов выбросов в атмосферу при эксплуатации существующего и нового оборудования
Табл. 1-5-8	Общие эксплуатационные расходы (по состоянию на декабрь 2005 г.)
Табл. 1-5-9	План устройства газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии класса 25 мВт на каждой ТЭЦ
Табл. 1-5-10	Технические условия каждой ТЭЦ и прилегающих подстанций
Табл. 2-2-1	Первичные спецификации паровых котлов

Табл. 2-2-2	Первичные спецификации паротурбогенератора
Табл. 2-2-3	Первичные спецификации водогрейных котлов
Табл. 2-2-4	Общая продолжительность эксплуатации и текущая производительность котлов и турбины
Табл. 2-2-5	Выработка электрической энергии, горячей воды/пара за последние 10 лет
Табл. 2-2-6	Месячная выработка электрической энергии в 2008 году
Табл. 2-2-7	Эксплуатационные данные основного оборудования за последние 5 лет
Табл. 2-2-8	Потребление топлива котлами за последние 5 лет
Табл. 2-2-9	Эксплуатационные затраты, затраты на техническое обслуживание, расходы на реализацию тепловой и электрической энергии за последние 5 лет
Табл. 3-1-1	Сравнение показателей ГТУ с теплофикационным отбором
Табл. 3-1-2	Технические характеристики стандартной газовой турбины класса 25 мВт на высокопрочной конструкции для промышленной эксплуатации
Табл. 3-1-3	Технические характеристики стандартной газовой турбины класса 15 мВт на высокопрочной конструкции для промышленной эксплуатации
Табл. 3-1-4	Оборудование для проекта
Табл. 3-9-1	Результаты расчета объемов отпуска энергии и объемов использования энергии в качестве исходной точки
Табл. 3-9-2	Объем поставляемой энергии и объем используемой энергии после реализации проекта
Табл. 3-9-3	Удельный показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем
Табл. 3-9-4	Годовой показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем
Табл. 3-9-5	Выброс NO_x на единицу потребления энергии (в виде NO_2)
Табл. 3-9-6	Увеличение и снижение выбросов NO_x (в виде NO_2)
Табл. 3-9-7	Снижение объемов выбросов SO_x (в виде SO_2)
Табл. 4-1-1	Эксплуатационные условия оборудования, внедряемого по кредиту по линии ОНР Японии для Ташкентской ТЭЦ
Табл. 4-2-1	Смета затрат на реализацию проекта (по состоянию на март 2009 г.)
Табл. 4-3-1	Условия кредита
Табл. 4-3-2	Годовой объем сокращения выбросов CO_2

Табл. 4-3-3	FIRR (внутренняя ставка доходности проекта в финансовом выражении)
Табл. 4-3-4	Измерение влияния
Табл. 4-4-1	Годовой объем сокращения сжигания природного газа
Табл. 4-4-2	Показатели экономического анализа
Табл. 4-4-3	Измерение влияния
Табл. 4-6-1	Эксплуатационные показатели и показатели эффекта
Табл. 5-1-1	Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ, выбрасываемых из ТЭС
Табл. 5-1-2	Коэффициент по территориям для оценки загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
Табл. 5-1-3 (1)	Нормы максимальных концентраций на поверхности земли основных выбросов в атмосферу (Ташкентская ТЭЦ) (мг/м ³)
Табл. 5-1-3 (2)	Нормы максимальных концентраций на поверхности земли основных выбросов в атмосферу (Талимарджанская ТЭС) (мг/м ³)
Табл. 5-1-3 (3)	Нормы предельных концентраций основных выбросов в атмосферу на поверхности земли (Ангренская ТЭС) (мг/м ³)
Табл. 5-1-4	Экологические нормы сточных вод (питьевой воды и водного хозяйства)
Табл. 5-1-5	Экологические нормы по шумам (в жилых районах)
Табл. 5-1-6	Нормы по шумам (на рабочих местах)
Табл. 5-2-1	Основной алгоритм проведения пояснительного собрания
Табл. 5-2-2	Содержание черновика отчета об экологической экспертизе, позиции изложения, примечания, источники нужных данных
Табл. 6-2-1	Объект данного проекта, загрузка и выход
Табл. 6-2-2	Предполагаемые по АМ0048 объект, загрузка и выход
Табл. 6-2-3	Резюме рассмотрения дополнителности

Список иллюстраций

№.	Название иллюстраций
Рис. 1-1-1	Организационная структура ГАК «Узбекэнерго»
Рис. 1-1-2	Топливный коэффициент на теплоэлектростанциях (данные за 2008) г.
Рис. 1-1-3	Схема электроэнергетической сети Республики Узбекистан
Рис. 1-1-4	Потокораспределение мощности в энергетической системе Республики Узбекистан
Рис. 1-1-5	Коэффициент потерь при передаче и распределении электроэнергии
Рис. 1-1-6	Соотношение между выработкой и потреблением электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 1-1-7	Соотношение между импортом и экспортом электроэнергии за последние 10 лет
Рис. 1-1-8	Соотношение максимального спроса на электроэнергию и выработки за последние 10 лет
Рис. 1-1-9	Прогноз спроса на электроэнергию до 2018 г.
Рис. 1-2-1	Изменение спроса на тепловую энергию в г. Ташкенте за последние 10 лет
Рис. 1-3-1	Соотношение тарифов на электрическую и тепловую энергию (Ед. изм.: Сум/кВт·ч)
Рис. 1-4-1	Производство природного газа
Рис. 1-4-2	Потребление природного газа
Рис. 1-4-3	Фактические и плановые объемы поставки угля
Рис. 1-5-1	Географическое расположение Ангренской ТЭС и Ангренского угольного разреза
Рис. 1-5-2	Генеральный план промплощадки ТЭС
Рис. 1-5-3	Схема Ангренской ТЭС
Рис. 1-5-4	Конфигурация шины ОРУ Ангренской ТЭС
Рис. 1-5-5	Существующая однолинейная схема станции
Рис. 1-5-6	Схема расположения нового оборудования
Рис. 1-5-7	Однолинейная схема нового энергетического оборудования
Рис. 1-5-8	План расположения нового оборудования на промплощадке
Рис. 1-5-9	Расположение Талимарджанской ТЭС
Рис. 1-5-10	Талимарджанская ТЭС
Рис. 1-5-11	Однолинейная схема существующего оборудования Талимарджанской ТЭС
Рис. 1-5-12	Однолинейная схема новой станции
Рис. 1-5-13	План расположения Талимарджанской ТЭС

Рис. 1-5-14	Схема ТЭЦ-2
Рис. 1-5-15	Схема ТЭЦ-4
Рис. 1-5-16	Схема ТЭЦ-9
Рис. 1-5-17	Схема ТЭЦ-10
Рис. 2-1-1	Генеральный план теплоэлектроцентрали
Рис. 2-2-1	Генеральный план Ташкентской ТЭЦ
Рис. 2-2-2	Схематический чертеж системы Ташкентской ТЭЦ
Рис. 2-2-3	Однолинейная схема существующей ТЭЦ
Рис. 2-2-4	Выработка электрической энергии, горячей воды/пара за последние 10 лет
Рис. 2-2-5	Ежемесячная выработка электрической и тепловой энергии за час (Гкал/ч) в 2008 году
Рис. 2-2-6	Месячная выработка электрической энергии в 2008 году
Рис. 2-2-7	Среднегодовая готовность основного оборудования
Рис. 2-2-8	Коэффициент нагрузки основного оборудования
Рис. 3-2-1	План расположения нового оборудования
Рис. 3-5-1	Однолинейная схема нового оборудования
Рис. 3-7-1	График реализации проекта
Рис. 3-8-1	Организационная структура ведомства по строительству нового энерговырабатывающего оборудования
Рис. 4-2-1	Динамика цен ФОб на ЭУКЦ, состоящей из двух ГТ марки H25
Рис. 5-2-1	Процедура подачи исполнителем проекта отчета об экологической экспертизе и его одобрения Госкомприродой
Рис. 6-1-1	Организации-исполнители МЧР
Рис. 6-1-2	Порядок рассмотрения проекта по МЧР (от подачи заявки на рассмотрение ПЗ до рассмотрения для одобрения ТД)
Рис. 6-2-1	Процедура рассмотрения и оценки дополнительности

Общая оценка и рекомендации

С точки зрения общей проведенной оценки, реализация данного проекта целесообразна с технической, экономической и экологической точек зрения.

I. Общая оценка

1. Техническая осуществимость

(1) План строительства

Необходима модернизация или замена существующего оборудования для сохранения эксплуатационной надежности, поскольку практически все оборудование находится в эксплуатации в течение 40-50 лет с момента его ввода в эксплуатацию.

За последние десять лет максимальный спрос на электроэнергию остался практически неизменным, но в будущем ожидается, что спрос на электроэнергию будет расти, поскольку ТЭЦ расположена в центральной части города Ташкента и необходимо снабжение электроэнергией важных предприятий общественного пользования, как, например, Международный аэропорт «Ташкент». Поэтому, с учетом данной ситуации, необходимо развитие надежного и стабильного источника электроэнергии. С точки зрения организации снабжения тепловой энергии, весьма важным является установка более эффективного оборудования, что позволит удовлетворять растущий спрос, связанный с ростом численности населения города Ташкента и более высоким уровнем жизни.

(2) Система установки

Производительность по выработке электроэнергии ГТУ с теплофикационным отбором выше, чем у существующей системы котлов и турбин при такой же производительности по тепловой энергии.

В результате эквивалентный тепловой КПД части системы выработки энергии выше, чем у последней мощной электростанции с комбинированным циклом. Это означает, что ГТУ с теплофикационным отбором подходит в качестве источника распределенной энергии.

(3) План расположения

Параметры площадки для новой установки составляют 76 x 195 м, этой площади достаточно для монтажа двух ГТУ с теплофикационным отбором.

Однако необходимо более подробное изучение плана расположения оборудования, принимая во внимание объемы работ, выполняемые в рамках проекта NEDO (общее количество ГТУ – 3) и устройство ОРУ 110 кВ.

(4) План обеспечения топливом

Республика Узбекистан обладает запасами газа в 65 трлн. кубических футов по состоянию на январь 2009 года.

Согласно договору на поставку природного газа с Узгазбытом максимальный расход газа составляет 130,000 м³/ч. Максимальный объем поставок на ТЭЦ в 2008 году составлял 59,000 м³/ч.

После реализации настоящего Проекта пиковое потребление природного газа увеличится примерно на 12,000 м³/ч. Общий показатель, тем не менее, ниже максимального объема поставок.

(5) План подсоединения к энергетической системе

Существует возможность подсоединения к энергетической системе при устройстве нового ОРУ 110 кВ, ЛЭП подвергалась модернизации в 2005 году.

2. Учет воздействия на окружающую и социальную среду

Воздействия на животный и растительный мир не ожидается, также отсутствует необходимость в переселении, поскольку потенциальная территория уже освоена.

При эксплуатации существующего оборудования отходящие газы и сточные воды подвергаются анализу на регулярной основе и принимаются меры по рациональному использованию окружающей среды на каждой существующей теплоэлектроцентрали.

Кроме проведения дополнительных строительных работ необходимо уделить особое внимание недопущению увеличения количества загрязняющих веществ по ТЭЦ в целом, включая во время процесса прекращения эксплуатации существующего оборудования.

Более детально данный вопрос будет рассматриваться во время подготовки Заявления о воздействии на окружающую среду. Однако можно судить, что воздействие на окружающую среду и население будет сведено к минимуму в соответствии с результатами, полученными в ходе настоящего исследования.

3. Финансовая осуществимость

Необходимость реализации настоящего Проекта была подтверждена показателем экономической внутренней нормы доходности, полученным в ходе финансового анализа по выбору проекта с точки зрения оптимального распределения ресурсов с государственной точки зрения. На основании полученных показателей финансовой внутренней нормы доходности и других параметров нельзя сделать заключение, что данный Проект будет приносить достаточную финансовую прибыль.

Поэтому предпочтительным будет привлечение Японского льготного займа ОПР с низкой процентной ставкой и большим льготным периодом. В настоящее время годовая ставка по кредитам для проектов, реализуемых на предпочтительных условиях в наименее развитых странах, составляет 0.55%.

Следовательно, если данный Проект финансируется льготным кредитом, показатель финансовой внутренней нормы доходности превышает годовую процентную ставку по кредиту, то реализация проекта может гарантировать прибыльную деятельность.

4. Применимость механизма чистого развития (МЧР)

Возможно применение Руководства АМ0048 (Новое оборудование совместного производства тепловой и электрической энергии, отпускающее электричество и/или пар многочисленным потребителям и выработки тепловой и электрической энергии используя топливо с более высоким содержанием углерода – Версия 2) к утвержденной методологии фонового мониторинга.

Можно утверждать, что применение механизма чистого развития в рамках данного Проекта определено возможно, поскольку результаты анализа капиталовложений и защиты альтернатив данному Проекту, проведенные в соответствии с «Механизмом демонстрации и оценки альтернатив», одобрены Исполнительным комитетом Механизма Чистого Развития.

II. Рекомендации

1. Необходимо стимулирование настоящего проекта, координируя его с реализацией

проекта NEDO. Особое внимание следует уделить следующим позициям:

- Общий план расположения двух ГТУ с теплофикационным отбором и ОРУ 110 кВ
 - Тип котла-утилизатора (пар высокого давления, пар низкого давления или утилизация воды)
 - Вся система ТЭЦ с учетом вывода из эксплуатации существующего оборудования в будущем.
2. Необходимо обеспечить, что конечное давление достаточно высокое для удовлетворения потребностей общего потребления газа оборудованием, включая оборудование, монтируемое в рамках проекта NEDO.
 3. Предварительное ТЭО и ЗВОС проекта NEDO должны скоро пройти утверждение Правительством Республики Узбекистан. Предварительное ТЭО и ЗВОС по Проекту расширения в рамках Японского льготного кредита будут подготовлены и утверждены аналогичным образом.

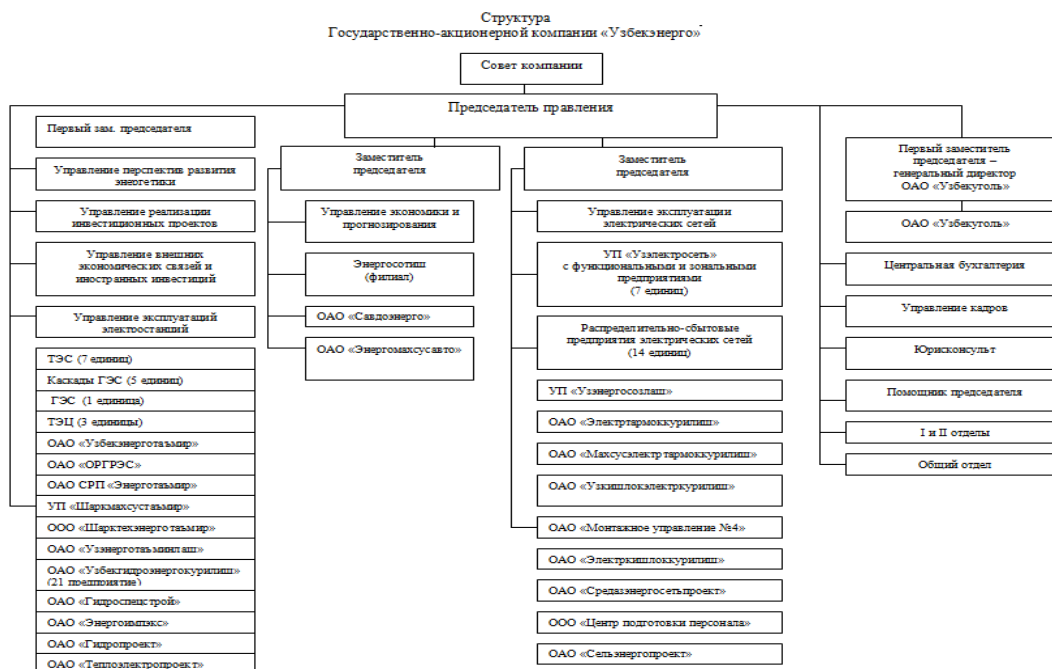
Глава 1 Обзор сектора тепловой и электрической энергии в Республике Узбекистан

1.1 Обзор сектора электроэнергетики в Республике Узбекистан

1.1.1 Организация

В августе 2001 года в энергетическом секторе была проведена реорганизация, в результате чего Министерство электроэнергетики и электрификации было реформировано в Государственную акционерную компанию «Узбекэнерго» (ГАК «Узбекэнерго»). Организационная структура ГАК «Узбекэнерго» приведена на Рис. 1-1-1. ГАК «Узбекэнерго» включает в себя компании, занимающиеся выработкой, передачей и распределением электроэнергии, дочерние компании и Акционерную компанию «Уголь». Управление ГАК «Узбекэнерго» осуществляется Советом Директоров, а также Советом, т.е. организацией более высокого уровня. Совет Директоров возглавляется Президентом, и четырьмя вице-президентами, утверждаемыми Кабинетом Министров Республики Узбекистан. Штат сотрудников ГАК «Узбекэнерго» составляет около 40,000 человек. В условиях усовершенствования системы управления численность начальников отделов и специалистов в головном офисе ГАК «Узбекэнерго» ограничено 55 сотрудниками в соответствии с решением Кабинета Министров.

Совет имеет право проводить реорганизацию компаний, в том числе и дочерних, вносить изменения в учредительную документацию, увеличивать или уменьшать уставный капитал, проводить ликвидацию и включает в себя одиннадцать членов (вице-президент, вице-председатель Госкомимущества, заместитель министра финансов, заместитель министра экономики и Президент ГАК «Узбекэнерго»).



(источник) Буклет ГАК «Узбекэнерго», издание 2008 г.

Рис. 1-1-1 Организационная структура ГАК «Узбекэнерго»

1.1.2 Обзор существующего оборудования по выработке электроэнергии

В 2008 году ГАК «Узбекэнерго» было выработано 50,158 гВ·ч электрической энергии, из которых 799.2 гВ·ч было поставлено на экспорт.

Мощность выработки электроэнергии всего энерговырабатывающего оборудования Республики Узбекистан превышает 12,300 ГВт. На долю теплоэлектростанций и гидроэлектростанций, подведомственных ГАК «Узбекэнерго», приходится 85.6% и 11.5% соответственно, оставшиеся 2.5% средств, вырабатывающих энергию, приходятся на долю других предприятий.

ГАК «Узбекэнерго» ожидает значительный рост спроса на электроэнергию. Для удовлетворения растущего спроса компания планирует сохранять самокупаемость путем ввода в эксплуатацию нового оборудования, усовершенствования надежности и качества снабжения электроэнергией, экономии энергии и увеличения эксплуатационной эффективности топлива и энергии. Более того, для сохранения экосистемы и улучшения состояния окружающей среды компания предпринимает меры по развитию технологий выработки энергии на месте и использования возобновляемых источников энергии. Обзор существующих ТЭЦ и ГЭС приведен в Таблицах 1-1-1 и 1-1-2. Энергетическая система Республики Узбекистан включает в себя десять тепловых электростанций (три из которых являются теплоэлектроцентралями) двадцать восемь гидроэлектростанций. Суммарная установленная мощность составляет 12,090 мВт (10,700 мВт вырабатывается теплоэлектростанциями плюс 1,390 мВт – гидроэлектростанциями). Из указанных электростанций установленная мощность следующих четырех объектов составляет свыше 1,000 мВт: Это – Сырдарьинская ТЭС (установленная мощность 3,000 мВт), Ново-Ангренская ТЭС (установленная мощность 2,100 мВт) Ташкентская ТЭС (установленная мощность 1,860 мВт) и Навоийская ТЭС (установленная мощность 1,250 мВт). Три теплоэлектроцентрали вместе с теплоэлектростанциями поставляют тепловую энергию в тринадцать районов.

подавляющее большинство станций эксплуатируется от 40 до 50 лет после ввода в эксплуатацию и требуют реконструкции или замены оборудования в связи со значительным износом. Ни одна из станций не подвергалась реконструкции, а также никакое оборудование не заменялось с момента ввода в промышленную эксплуатацию Талимарджанской ТЭС, блока 1 (вырабатываемая мощность 800 мВт) в 2004 г. и усиления мощности оборудования Сырдарьинской ТЭС до 300 мВт блоков 7 и 8 в 2005 г.

Табл. 1-1-1 Оборудование существующих ТЭС

as of 01.01.2009

No.	Название ТЭС	Общая установленная мощность (кВт)	Тип топлива	Начальная стадия эксплуатации	Общая текущая эфф. мощность (МВт)	Совок. эксплуат. время всех энергоблоков(ч.)
1	Сырдарь. ТЭС	3,000	газ,нефть	1972-1981	2,535.8	1,982,131
2	Ново-Ангрен. ТЭС	2,100	уголь, газ, нефть	1985-1995	1381	627,188
3	Ташкент. ТЭС	1,860	газ,нефть	1963-1971	1753	2,974,876
4	Навои. ТЭС	1,250	газ,нефть	1963-1981	1058	4,836,278
5	Тахиаташ. ТЭС	730	газ,нефть	1967-1989	588.5	2,334,443
6	Ангрен. ТЭС	484	уголь, нефть	1957-1963	197	4,359,390
7	Ферган. ТЭЦ	305	газ,нефть	1956-1979	200	3,774,561
8	Мубарец. ТЭЦ	120	газ	1985-1986	120	5,141,650
9	Ташкент. ТЭЦ	25	газ	1937-1955	22	23,283,770
10	Талимаржан. ТЭЦ	800	газ	2004	800	298 69
		10,674			8,655	

(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Табл. 1-1-2 Обзор оборудования существующих гидроэлектростанций

No.	Название ЭС	Тип ЭС	Местопол.	Кол. эн.б.	Общ. мощн. (МВт)	По виду топлива	Год начала эксплуат.	Общ. эфф. мощн. (МВт)
1	Charvak HPP	ГЭС	Tashkent region	4	600	-	1970~1972	620.5
2	Khodjикent HPP	ГЭС	Tashkent region	3	165	-	1976	165
3	Gazalkent HPP	ГЭС	Tashkent region	3	120	-	1980	120
4	Chirchik GES	ГЭС	Tashkent region	10	190.7	-	1941~1956	190.7
5	Кадыга GES	ГЭС	Tashkent region	8	44.6	-	1933~1946	44.6
6	Nizne-Bozsu GES	ГЭС	Tashkent region	10	50.8	-	1943~1960	50.8
7	Tashkent GES	ГЭС	Tashkent	10	29	-	1926~1954	29
8	Farkhad GES	ГЭС	Syrdarya reg.	4	126	-	1948~1960	126
9	Sharikhan GES	ГЭС	Andijan reg.	6	27.8	-	1943	27.8
10	Samarkand GES	ГЭС	Samarkand reg.	9	40	-	1945	40

Note Data source : Annual report

1) Installed capacity is the rated capacity of the unit when it is installed.

2) Effective capacity is the maximum continuous capacity that the unit can generate without exceeding the manufacturer's operating

(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Таблица 1-1-3 приводит данные по потреблению топлива теплоэлектростанциями, включая теплоэлектроцентрали. На Рис. 1-1-2 изображен топливный коэффициент на теплоэлектростанциях в 2008 г. Топливный коэффициент для природного газа, мазута и угля составляет 93.9%, 1.8% и 4.1% соответственно. Наибольший процент наблюдается у природного газа – как наиболее экологически приемлемое топливо.

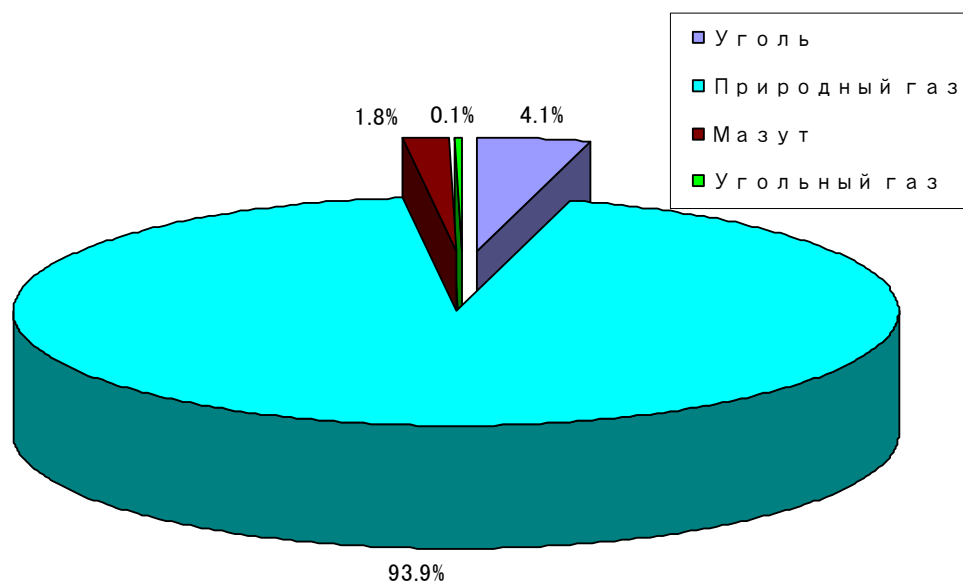
В 2008 году общая выработанная мощность составила 45,474 ГВт или 163,706 ТДж, следовательно, общий тепловой КПД всех теплоэлектростанций составил:

$$163,706 / 531,369 \times 100 = 30.8\%$$

Табл. 1-1-3 Потребление топлива на теплоэлектростанциях

Тип топлива	Единица	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Уголь	М тон./год	2.22	2.04	2.50	2.15	2.35	1.80	2.61	2.05	2.77	2.66	2.18
	Т Дж/год	21,125	19,407	23,764	20,408	22,357	17,118	24,839	19,475	26,315	25,270	20,710
Природный газ	Г м3/год	12.69	12.55	13.54	13.67	12.46	12.42	12.99	12.69	12.95	12.97	14.61
	Т Дж/год	428,841	424,205	457,750	462,064	421,065	419,812	439,196	428,922	437,710	438,386	493,818
Мазут	М тон./год	1.41	1.53	1.56	1.12	1.37	1.26	1.09	0.63	0.78	0.57	0.24
	Т Дж/год	54,947	59,919	61,105	43,851	53,387	49,160	42,667	24,633	30,498	22,287	9,384
Угольный газ	Г м3/год	0.29	0.28	0.25	0.05	0.21	0.35	0.37	0.36	0.30	0.30	0.22
	Т Дж/год	1,106	1,061	0,937	0,186	0,788	1,343	1,387	1,368	1,140	1,140	836
Итого	Т Дж/год	504,914	503,532	542,620	526,323	496,810	486,091	506,703	474,398	495,663	487,083	524,748

(источник) ГАК «Узбекэнерго»



(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-2 Топливный коэффициент на теплоэлектростанциях (данные за 2008) г.

1.1.3 Обзор оборудования передачи энергии

(1) Электроэнергетическая система

Электроэнергетическая система Республики Узбекистан была построена во времена Советского Союза, где пять государств – Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Туркменистан – рассматривались как единая площадь. Таким образом, после обретения странами независимости электроэнергетическая система образует международную объединенную сеть. 500-кВ ЛЭП также связывает Узбекистан и Россию через Кыргызстан и Казахстан. Таким образом, электроэнергетическая система характеризуется как крупномасштабная система, работающая на стабильной частоте. 500-кВ и 220-кВ ЛЭП используются в качестве соединительных линий, а 110-кВ линии эксплуатируются системой электроснабжения местного масштаба. Подавляющее большинство соединительных линий состоят из одноконтурных ЛЭП. Перебои с подачей электроэнергии практически сведены к минимуму благодаря работе контуров 500 кВ и 220 кВ в параллельном режиме.



(источник) Изучение энергетического сектора Республики Узбекистан (2004 г, Японский Банк Международного Сотрудничества)

Рис. 1-1-3 Схема электроэнергетической сети Республики Узбекистан

Как будет подробнее описано ниже, в Подразделе 1.1.4, колебаний спроса за последние 10 лет не наблюдалось. Работ по усилению 500-кВ ЛЭП не проводилось с 1991 года, что отражало условия спроса, приведенные в Таблице 1-1-4. Однако, для удовлетворения технических требований к снижению потерь в ЛЭП и последующего роста спроса, работы по расширению проводились в 2007 и 2008 гг. По состоянию на 2008 год протяженность 500-кВ ЛЭП составляет 1,847 км, 220-кВ ЛЭП – 6,173 км и 110-кВ ЛЭП – 15,263 км.

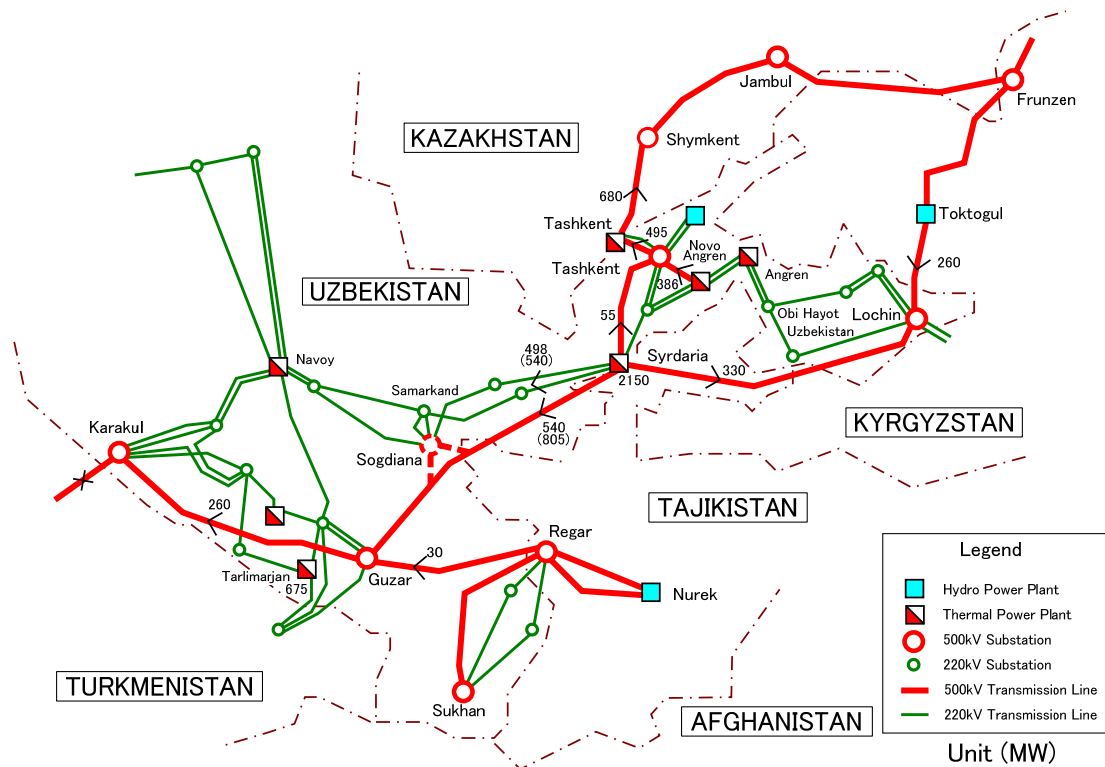
Табл. 1-1-4 Общая протяженность ЛЭП

Год	Протяженность ЛЭП, км		
	500 кВ	220 кВ	110 кВ
1998	1,657	5,689	14,818
1999	1,657	5,710	14,909
2000	1,657	5,825	14,979
2001	1,657	5,830	15,069
2002	1,657	5,911	15,049
2003	1,662	6,174	15,059
2004	1,662	6,134	15,041
2005	1,659	6,158	14,704
2006	1,659	6,152	15,173
2007	1,730	6,182	15,255
2008	1,847	6,173	15,263

(источник) ГАК «Узбекэнерго»

(2) Потокораспределение мощности

70% электростанций, включая ТашТЭС (вырабатываемая мощность 1,860 мВт), расположены в центре спроса, Ново-Ангренская ТЭС (вырабатываемая мощность 2,100 мВт) и Сырдарьинская ТЭС (вырабатываемая мощность 3,000 мВт), расположены в северной части страны. Основное потокораспределение мощности направлено с севера на юго-восток. Общая мощность, отпускаемая с Сырдарьинской ТЭС на момент максимального спроса в декабре 2003 года, составляла 1,345-805 мВт и передавалась по 500-кВ ЛЭП, а 540 мВт передавалось по 220-кВ ЛЭП (см. Рис. 1-1-4). Однако в южной части Республики Узбекистан в 2004 г. была введена в эксплуатацию Талимарджанская ТЭС (вырабатываемая мощность 800 мВт). Это позволило снизить потокораспределение мощности в юго-западном направлении. В результате было передано 1,038 мВт – 540 мВт по 500-кВ ЛЭП и 498 мВт по 220-кВ ЛЭП. Более того, излишняя нагрузка на 220-кВ ЛЭП в средней части Республики Узбекистан с центром в г. Самарканде была снижена благодаря строительству новой 500-кВ подстанции «Соғдиана» в 2005 году. В результате реализации указанных мер, характеристики системы электроэнергетической сети были значительно улучшены.



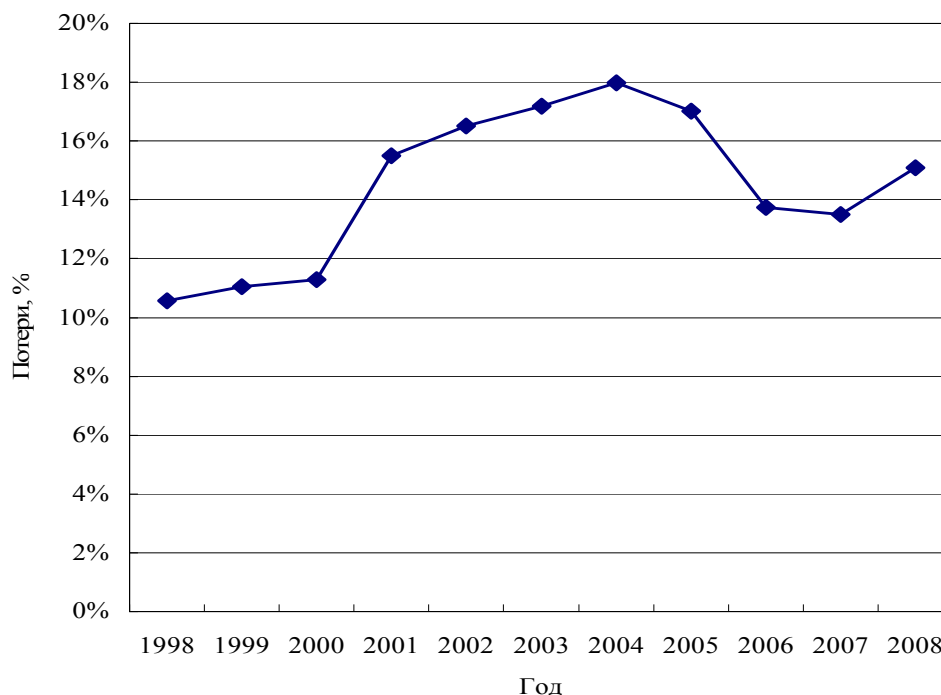
Power Flow at Peak Demand Time on Dec. 2004 (Dec. 2003)

(источник) Изучение энергетического сектора Республики Узбекистан (2004 г, Японский Банк Международного Сотрудничества)

Рис. 1-1-4 Потокораспределение мощности в энергетической системе Республики Узбекистан

(3) Потери при передаче и распределении электроэнергии

Потери при передаче и распределении электроэнергии могут быть разделены на технические и нетехнические потери. На Рис. 1-1-5 показано соотношение технических потерь, составляющих примерно, 10%, наблюдавшееся в 2000 году. После этого наблюдается их резкий рост. Это могло быть вызвано снижением производительности оборудования передачи и распределения энергии. Однако, причина такого резкого роста в условиях стагнации общего спроса до сих пор не ясна. Снижение коэффициента потерь положительно сказывается на снижении объемов потребления первичной энергии, что, в свою очередь, является положительным аспектом в вопросах охраны окружающей среды. Необходимо углубить процесс изучения причин и по результатам изучений принять соответствующие меры.



(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-5 Коэффициент потерь при передаче и распределении электроэнергии

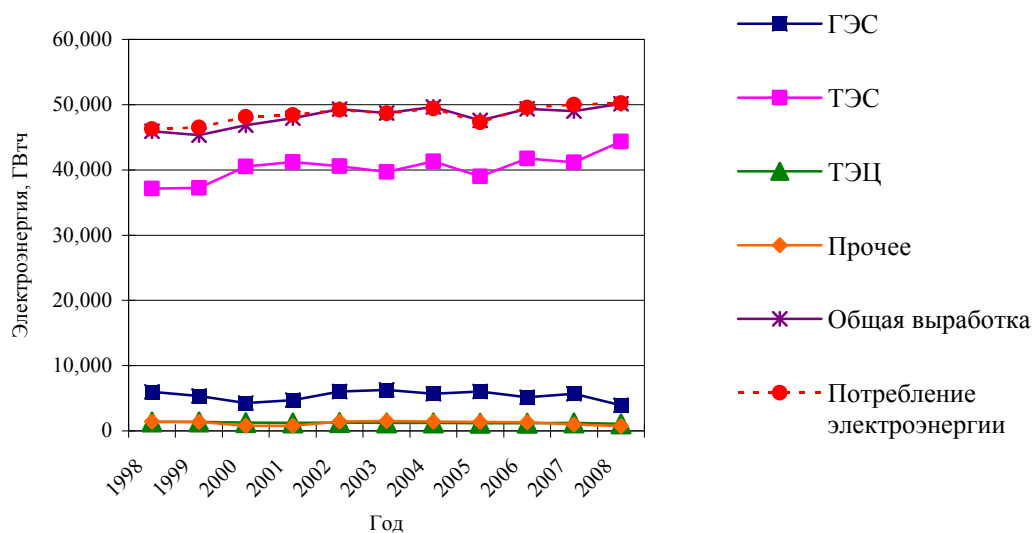
1.1.4 Спрос на электроэнергию

На Рис. 1-1-6 показано соотношение общего спроса на электроэнергию и потребление таковой за последние 10 лет. Общий спрос на электроэнергию в Республике Узбекистан продемонстрировал ежегодное снижение за последние 10 лет после обретения независимости в 1991 году в связи с экономической стагнацией и застоем промышленной деятельности. Однако, после этого, наблюдалась тенденция экономического роста и общий спрос на электроэнергию демонстрировал тенденцию к росту, хотя и данная тенденция была весьма слабой.

На Рис. 1-1-7 показано соотношение импортируемой и экспортируемой электроэнергии. Как было отмечено выше, между Республикой Узбекистан и соседними странами происходит обмен электроэнергией. Значительные показатели коэффициентов в 3.7 и 2.9 раз отмечались в 2000 и 2007 гг. соответственно по сравнению с показателями 2002 года, когда объемы импорта были минимальными. Возможной причиной этому могло служить то, что не были определены тарифы на электроэнергию для обмена между соседними государствами, а реализация воды, электроэнергии и природного газа происходила на бартерной основе.

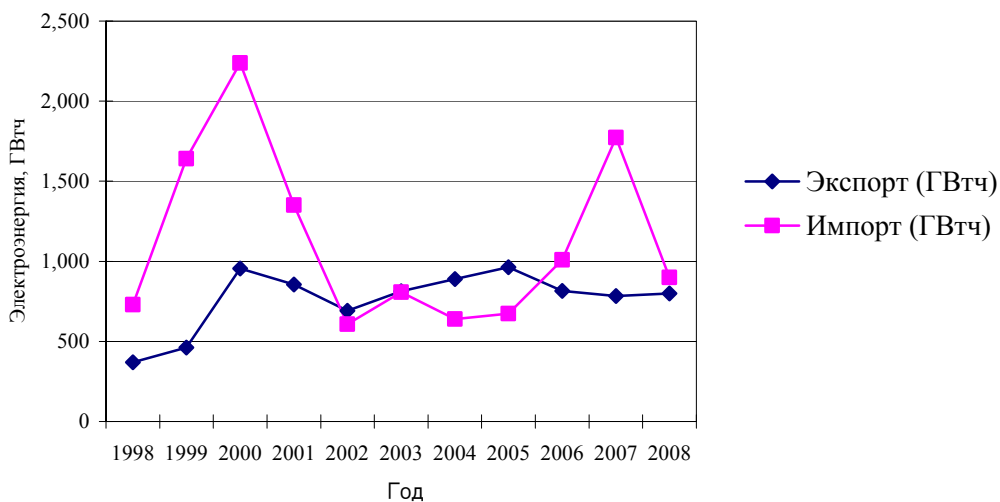
На Рис. 1-1-8 показано соотношение максимального спроса на электроэнергию и объемов выработки (в 2005 и 2008 гг.) за последние десять лет. В 1991 году, в момент распада Советского Союза спрос на электроэнергию в Узбекистане был зарегистрирован на отметке 8,608 мВт. Спрос на электроэнергию после обретения Узбекистаном независимости демонстрировал тенденцию к спаду, достигнув своей минимальной отметки в 7,379 мВт в 1995 году. После этого наблюдался небольшой рост спроса, что отражало восстановление экономики, но показатель 2008 года в 7,727 мВт за последнее время практически изменен не был. В сравнении с объемами выработки запас мощности на момент максимального спроса (рассчитывается как процентное соотношение между максимальным спросом и полезной мощностью, хотя значение,

соответствующее отключению в связи с текущим ремонтом и прочими работами, вычиталось для упрощения расчетов) составлял 21% в 2005 году. Напротив, данное процентное соотношение увеличилось до 28% в 2008 году, демонстрируя удовлетворительный показатель.



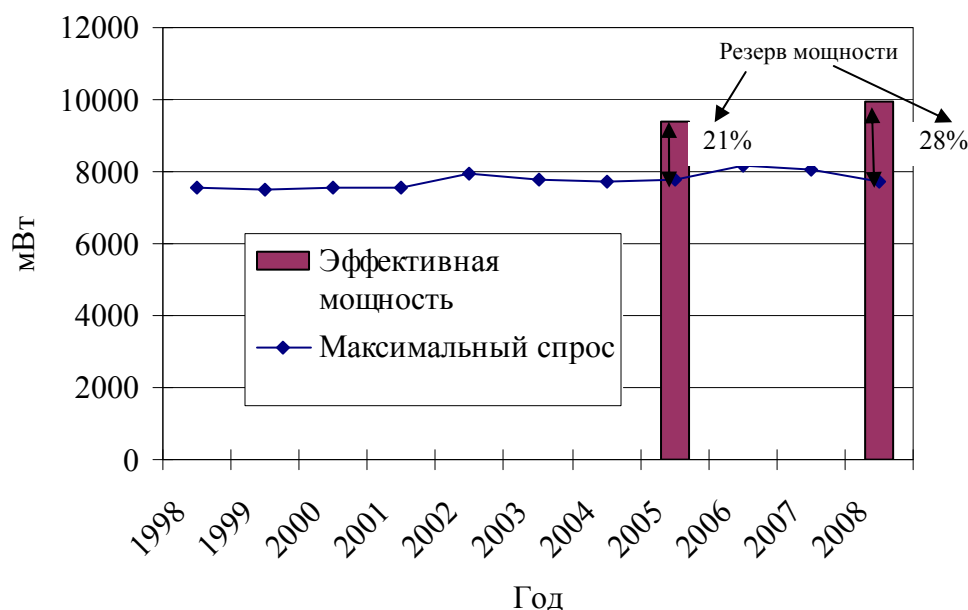
(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-6 Соотношение между выработкой и потреблением электроэнергии за последние 10 лет



(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-7 Соотношение между импортом и экспортом электроэнергии за последние 10 лет



(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-8 Соотношение максимального спроса на электроэнергию и выработки за последние 10 лет

1.1.5 План развития энергетической системы

В Республике Узбекистан положение наиболее важных позиций государственных инвестиций по развитию газодобывающей отрасли, энергетической и пр. было четко определено Указом Президента Республики Узбекистан в попытке обеспечения устойчивого развития национальной экономики. Указом Президента Республики Узбекистан №1072, в последней редакции инвестиционной программы, принятой в марте 2009 года, расширение Талимарджанской ТЭС, Навоийской ТЭС, расширение Ново-ангренской ТЭС и модернизация Ташкентской теплоэлектростанции (здесь и далее (Ташкентской ТЭЦ), утверждены как первоочередные задачи в программе развития энергетической отрасли государства на 2009-2014 гг. Более того, как показано в Таблице ниже ГАК «Узбекэнерго» предполагает строительство Блока 2 Талимарджанской ТЭС в дополнение к трем проектам, отмеченным выше. Финансирование этих проектов главным образом зависит от кредитов ЛСА (Японского Агентства Международного Сотрудничества) и других агентств. Следует отметить, что, наконец, началось строительство Ташкентской ТЭС. Кроме того, предпринимаются серьезные меры для реализации других проектов.

В данном контексте Ташкентская ТЭЦ расположена в центре города Ташкента и рассматривается как главный источник электроэнергии, а также важный источник тепловой энергии, хотя мощность данного предприятия довольно низкая. Соответственно, если проект модернизации данного объекта будет финансироваться в рамках кредита официальной помощи развития и будет реализовываться как предполагалось, то ожидается, что будет внесен значительный вклад в развитие системы тепло- и электроснабжения г. Ташкента.

Табл. 1-1-5 План развития электроэнергетического сектора до 2015 года

Площадка проекта	Тип станции	Потребляемое топливо	Установленная мощность (мВт)	Год ввода в эксплуатацию
Ташкентская ТЭС	ПГУ	Газ	370	2012
Навойская ТЭС	ПГУ	Газ	400	2013
Ташкентская ТЭЦ	ГТ	Газ	3 x 28	2015
Талимарджанская ТЭС	ПГУ	Газ	2 x 400	2015
Итого			1,654	

(Примечание) ТЭС: Теплоэлектростанция, ТЭЦ: Теплоэлектроцентраль
(источник) ГАК «Узбекэнерго»

1.1.6 Прогноз спроса на электроэнергию

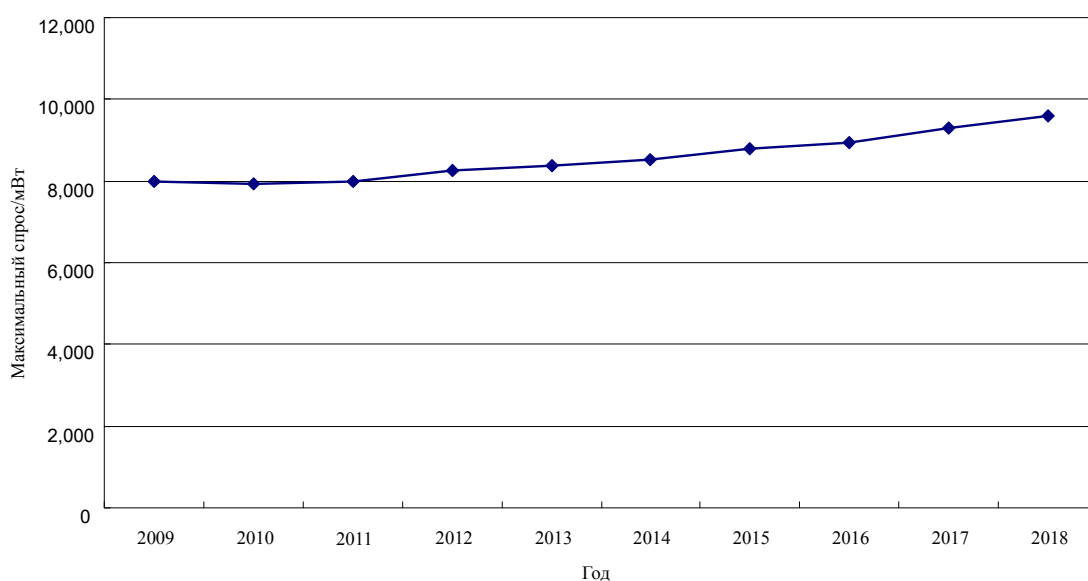
Согласно данным, приведенным в Таблице 1-1-6, ГАК «Узбекэнерго» планирует выработку электрической энергии до 2015 года. Ожидается, что в течение этого периода темпы роста составят 2.2% в год. Предположив, что темпы роста максимального спроса на электроэнергию (мВт) будут такими же, как и темпы роста выработки энергии (мВт·ч), прогноз спроса на электроэнергию будет таким, как показано на Рис. 1-1-9.

Согласно отчета по изучению электроэнергетического сектора в Республике Узбекистан (проводился в 2004 году JBIC (Японский банк международного сотрудничества), резерв мощности составляет около 15%. Максимальным показателем спроса на электрическую энергию в 2008 году является отметка 9,584 мВт, следовательно расчетный требуемый объем выработки электроэнергии составляет 11,021 мВт включая 15% резерв мощности. Установка оборудования на 1,096 мВт потребуется до 2018 года, поскольку эффективная мощность в 2008 году составляет 9,923 мВт. С другой стороны, планируется увеличение мощности позиции 1,654 мВт в Таблице 1-1-5. Поэтому график, приведенный на рисунке включает мощности после замены существующего оборудования. Следовательно, для поддержания стабильности поставок электроэнергии и удовлетворения увеличивающегося спроса необходимо постепенная реализация приведенного плана по наращиванию мощностей.

Табл. 1-1-6 План развития электроэнергетического сектора до 2015 года

Станция	млн. кВт									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Сырдарьинская ТЭС	16200.0	15418.0	15044.0	16321.0	16112.0	14283.0	14384.0	15300.0	15130.0	15450.0
Ново-ангренская ТЭС	6450.0	6500.0	6500.0	6716.0	7252.0	7460.0	7450.0	7021.0	7021.0	7021.0
Ташкентская ТЭС	6546.0	7116.0	7280.0	7021.0	7021.0	7021.0	7021.0	10363.0	11890.0	13375.0
Навийская ТЭС	7200.0	7200.0	7620.0	7900.0	7900.0	7901.0	7500.0	9700.0	9700.0	9700.0
Тахиаташская ТЭС	2150.0	2300.0	2348.0	2348.0	2348.0	2353.0	2408.0	2314.0	2314.0	2314.0
Ангренская ТЭС	580.0	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	520.0	525.0	525.0	525.0
Ферганская ТЭЦ	551.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
Мубарекская ТЭЦ	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0	400.0
Ташкентская ТЭЦ	176.0	150.0	150.0	150.0	300.0	450.0	450.0	150.0	150.0	150.0
Талимарджанская ТЭС	5600.0	5400.0	5500.0	5500.0	5684.0	8000.0	9800.0	5000.0	5500.0	5500.0
ИТОГО	45853.0	45604.0	45962.0	47476.0	48137.0	48988.0	50533.0	51373.0	53320.0	55035.0
Темпы роста (по сравнению с 2008 г.)	1.03	1.03	1.04	1.07	1.08	1.10	1.14	1.16	1.20	1.24

(источник) ГАК «Узбекэнерго»



(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-1-9 Прогноз спроса на электроэнергию до 2018 г.

1.1.7 Финансовое положение Ташкентской ТЭЦ

(1) Балансовый отчет

Балансовый отчет Ташкентской ТЭЦ приведен ниже. Стоимость основных фондов меняется в результате плановых переоценок, проводимых согласно инструкциям, также как и в ГАК «Узбекэнерго», ежегодно. Несмотря на то, что у Ташкентской ТЭЦ нет долгосрочных долгов, дебиторская задолженность за электро- и тепловую энергию на счете оборотных средств и кредиторская задолженность по текущим пассивам сравнительно велики.

Табл. 1-1-7 Балансовый отчет Ташкентской ТЭЦ
По состоянию на 31 декабря 2008 г., Ед. изм.: млн. Сум

<u>Активы</u>		<u>Обязательства</u>	
I. Долгосрочные активы		I. Уставный капитал	
Основные средства:		Уставный капитал	2,089,960
Первоначальная оценочная стоимость	3,742,676	Резервный капитал	1,453,727
Сумма амортизации	2,722,018	Нераспределенная прибыль	2,396,355
Балансовая стоимость	<u>1,020,658</u>		
Нематериальные активы:			
Долгосрочные инвестиции	309,833		
Инвестиции в ценные бумаги	308,440		
Прочие долгосрочные инвестиции	1,393		
Производственные активы	<u>1,058</u>		
Долгосрочные активы, всего	1,331,549	Уставный капитал, всего	5,940,042
II. Текущие активы		II. Обязательства	
Сырье	<u>1,329,682</u>	Текущие обязательства	<u>8,805,261</u>
Незавершенное производство	<u>4,233</u>	Задолженность поставщикам и подрядчикам	7,866,844
Дебиторская задолженность	<u>11,931,121</u>	Задолженность дочерним и зависимым хозяйственным обществам	397,912
(разные дебиторские задолженности)	2,344	Авансовые платежи	1,930
Полученная прибыль	11,369,781	Субсидии	233,072
Авансы, выданные дочерним предприятиям	500,657	Налог на прибыль в бюджет	83,456
Авансы, выданные персоналу	344	Дивиденды за акции	102,218
Авансы, выданные поставщикам и подрядчикам	41,450	Задолженность по оплате труда	116,067
Задолженность по налогам	8,574	Прочие кредиторские задолженности	3,762
Прочая дебиторская задолженность	10,315	Краткосрочные кредиты	<u>2,511</u>
Денежные средства в кассе	<u>151,229</u>		
Денежные поступления	20,000		
Прочие денежные средства	131,229		
Текущие активы, всего	13,416,265	Обязательства, всего	8,807,772
Итого активы	14,747,814	Итого обязательства	14,747,814

(источник) Ташкентская ТЭЦ

(2) Отчет о результатах хозяйственной деятельности

Отчет о результатах хозяйственной деятельности приведен в таблице ниже. Следует отметить, что доходы увеличиваются в результате роста тарифов на тепловую и электрическую энергию, что обеспечивает получение стабильной прибыли.

Табл. 1-1-8 Отчет о результатах хозяйственной деятельности (по состоянию на 1 января 2009 г.)

Наименование	2003		2004		2005		2006		2007		2008	
	Прибыль	Убыток	Прибыль	Убыток	Прибыль	Убыток	Прибыль	Убыток	Прибыль	Убыток	Прибыль	Убыток
Доходы от хозяйственной деятельности	8,375,644	x	11,247,599	x	12,598,923	x	12,020,887	x	14,826,580	x	15,503,586	x
Стоимость реализованной продукции	x	6,469,580	x	8,845,871	x	10,743,892	x	10,896,292	x	12,216,512	x	13,519,558
Валовой доход	1,906,064		2,401,728		1,855,031		1,124,595		2,610,068		1,984,028	
Административные расходы	x	805,490	x	874,778	x	1,207,006	x	1,047,872	x	1,282,443	x	1,601,744
Расходы на реализацию	x	9,647	x	8,319	x	10,014	x	8,550	x	9,224	x	10,461
Административные расходы	x	139,828	x	170,781	x	183,670	x	193,613	x	218,820	x	217,191
Прочие расходы	x	656,015	x	695,678	x	1,013,322	x	845,709	x	1,054,399	x	1,374,092
Прочие доходы	16,410	x	16,059	x	21,135	x	35,062	x	72,499	x	68,424	x
Производственная прибыль	1,116,984		1,543,009		669,160		111,785		1,400,124		450,708	
Прочая производственная прибыль	4,220	x	6,257	x	4,312	x	26,538	x	1,506	x	2,247	x
Полученные дивиденды	4,150	x	6,140	x	4,312	x	26,538	x	1	x	2,247	x
Полученные проценты	70	x	117	x		x		x		x		x
Прочие производственные расходы	x	11,158	x	1,925	x	0	x	40,035	x	179,631	x	97,043
Причитающиеся проценты	x	11,158	x	1,925	x	0	x	40,035	x	179,631	x	97,043
Прибыль до выплаты налогов	1,107,051		1,547,341		674,090		98,288		1,221,999		355,912	
Подходный налог	x	333,319	x	366,573	x	202,877	x	34,637	x	154,694	x	67,803
Прочие налоги	x	61,899	x	94,461	x	37,843	x	5,996	x	85,384	x	22,869
Прибыль после выплаты налогов	711,833		1,086,307		433,370		57,655		981,921		265,240	

(источник) Ташкентская ТЭЦ

1.2 Обзор теплоэнергетического сектора г. Ташкента

1.2.1 Текущая ситуация с теплоснабжением в г. Ташкенте

Тепло и горячая вода, вырабатываемые Ташкентской ТЭЦ, поставляются Таштеплоэнерго. Пар поставляется на объекты текстильного производства, столярные цеха, сельскохозяйственные предприятия химической промышленности, ГАЖК «Узбекистон Темир Йуллари» и заводы железобетонных изделий, расположенные неподалеку от ТЭЦ. Более того, большая часть горячей воды, поставляемой предприятиями теплоснабжения, находится в подчинении у Ташкентской ТЭЦ (12% от общего объема поставок), Ташкентская теплоцентраль (80 % от общего объема поставок) и УП ПО «Таштеплоэнерго» (8 % от общего объема поставок), поставляет энергию в домашние хозяйства, многоквартирные дома, офисы, заводы и общественные учреждения (больницы) через компанию Таштеплоэнерго по трубопроводу протяженностью около 2,700 км.

Объемы поставок эквивалентны 65% текущей численности населения в 2,700,000 чел. в г. Ташкенте (темп роста 14%) по состоянию на 2009 г. остались неизменными. Утвержденный стандарт по потерям горячего водоснабжения (в том числе технические и коммерческие потери) составляет 12%. Однако, фактический показатель варьируется от 18 до 20%. Это означает, что за последние три года на душу населения горячей воды было поставлено в два раза больше норма потребления. Предполагается, что потребуются около четырех млн. Долларов США на реализацию второй очереди (включая реконструкцию распределительного трубопровода, в том числе на изучение причин потерь воды).

В соответствии с законодательством и правилами желающие организовать собственные котельные (котлы) должны получить разрешение у муниципальных властей на проведение подобных работ. Отопление пространства электричеством не разрешается. Более того, в домах устанавливают счетчики потребления воды у около 80% населения, хотя данная практика не применялась во времена Советского Союза. Однако данная система еще не работает. Как и ранее, плата за горячую воду взимается с каждого домашнего хозяйства в каждом районе.

1.2.2 Обзор существующего оборудования теплоснабжения

В городе Ташкенте, как в столичном районе имеется десять теплоцентралей (ТЦ-1 – ТЦ-10) и одна ТЭЦ с оборудованием для выработки электрической и тепловой энергии в каждом районе. В сфере теплоснабжения Ташкентская ТЭЦ обеспечивает тепловой и электрической энергией центр города, а теплоцентрали с ТЦ-1 по ТЦ-10 расположены вокруг ТЭЦ. Ташкентская ТЭЦ поставляет горячую воду в домашние хозяйства, офисы и пр. для нужд отопления. В дополнение, Ташкентская ТЭЦ обеспечивает паром близлежащие промышленные предприятия.

Таблица 1-2-1 приводит данные по установленной мощности и вырабатываемой мощности каждой из теплоцентралей города Ташкента. Большая часть оборудования находится в эксплуатации в течение 20-30 лет и находится в плачевном состоянии. Общая вырабатываемая мощность составляет 4,765 Гкал/ч. Данный показатель указывает на то, что вырабатываемая мощность снизилась до уровня примерно 86% по сравнению с установленной мощностью, составляемой 5,530 Гкал/ч сразу после ввода оборудования в эксплуатацию. Оборудование не усовершенствовалось после 2001 года и должно быть подвергнуто модернизации в порядке очередности.

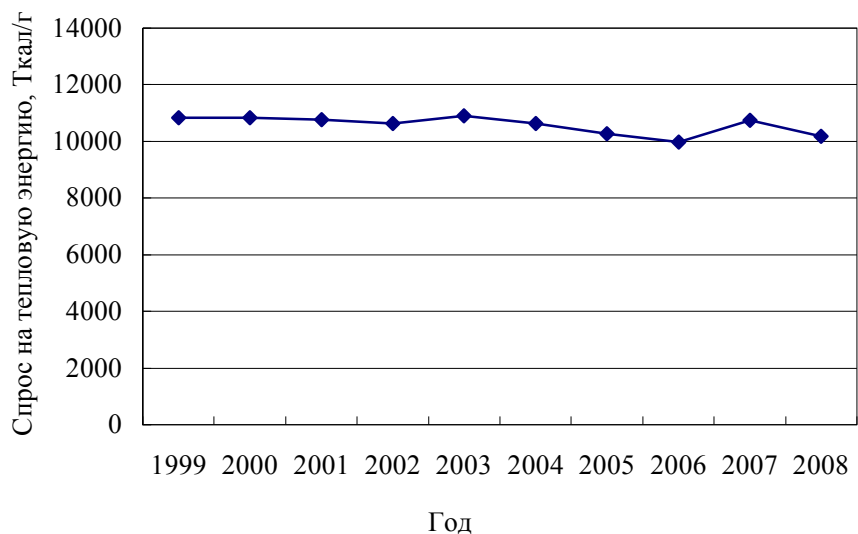
Табл. 1-2-1 Установленная мощность и вырабатываемая мощность теплоцентралей г. Ташкента (по состоянию на февраль 2009 г.)

Количество котлов	Тип топлива	Общая установленная тепловая мощность (Гкал/ч)	Общая фактическая тепловая мощность (Гкал/ч)	№ котла, модель, год установки										
		Горячая вода	Горячая вода	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10	
6	Природный газ	500 (2x50+4x100)	400 (2x32+4x84)	№ 1 ПТВМ-50 1968	№ 2 ПТВМ-50 1969	№ 3 ПТВМ-100 1970	№ 4 ПТВМ-100 1975	№ 5 ПТВМ-100 1978	№ 6 ПТВМ-100 1999					
3	Природный газ	300 (3x100)	252 (3x84)	№ 1 ПТВМ-100 1978	№ 2 ПТВМ-100 1980	№ 3 ПТВМ-100 1999								
5	Природный газ	400 (2x50+3x100)	316 (2x32+3x84)	№ 1 ПТВМ-50 1971	№ 2 ПТВМ-50 1971	№ 3 ПТВМ-100 1972	№ 4 ПТВМ-100 1978	№ 5 ПТВМ-100 1978						
10	Природный газ /Мазут	900 (2x50+8x100)	832 (2x32+1x100+2x84+5x100)	№ 1 ПТВМ-50 1970	№ 2 ПТВМ-50 1970	№ 3 ПТВМ-100 1970	№ 4 ПТВМ-100 1975	№ 5 ПТВМ-100 1976	№ 6 КВГМ-100 1981	№ 7 КВГМ-100 1981	№ 8 КВГМ-100 1991	№ 9 КВГМ-100 1997	№ 10 КВГМ-100 1998	
8	Природный газ	700 (2x50+6x100)	568 (2x32+6x84)	№ 1 ПТВМ-50 1969	№ 2 ПТВМ-50 1970	№ 3 ПТВМ-100 1971	№ 4 ПТВМ-100 1975	№ 5 ПТВМ-100 1977	№ 6 ПТВМ-100 1981	№ 7 ПТВМ-100 1981	№ 8 ПТВМ-100 2001			
4	Природный газ	300 (2x50+2x100)	232 (2x32+2x84)	№ 1 ПТВМ-50 1973	№ 2 ПТВМ-50 1973	№ 3 ПТВМ-100 1981	№ 4 ПТВМ-100 2000							
5	Природный газ	400 (2x50+3x100)	348 (2x32+1x82+2x100)	№ 1 ПТВМ-50 1976	№ 2 ПТВМ-50 1978	№ 3 ПТВМ-100 1980	№ 4 КВГМ-100 1988	№ 5 КВГМ-100 1997						
4	Природный газ /Мазут	300 (2x50+2x100)	300 (2x50+2x100)	№ 1 ПТВМ-50 1980	№ 2 ПТВМ-50 1981	№ 3 КВГМ-100 1990	№ 4 КВГМ-100 1993							
3	Природный газ /Мазут	540 (3x180)	540 (3x180)	№ 1 КВГМ-180 1986	№ 2 КВГМ-180 1987	№ 3 КВГМ-180 1988								
3	Природный газ /Мазут	540 (3x180)	540 (3x180)	№ 1 КВГМ-180 1986	№ 2 КВГМ-180 1987	№ 3 КВГМ-180 1988								
7	Природный газ /Мазут	650 (1x50+6x100)	437 (1x32+6x84)	№ 6 ПТВМ-50 1965	№ 7 ПТВМ-100 1968	№ 8 ПТВМ-100 1970	№ 9 ПТВМ-100 1970	№ 10 ПТВМ-100 1974	№ 11 ПТВМ-100 1977	№ 12 ПТВМ-100 1980				
58	-	5530	4765	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(Примечание) ТЦ: Теплоцентраль
(источник) Таштеплоэнерго

1.2.3 Спрос на тепловую энергию

На Рис. 1-2-1 изображен график изменения спроса на тепловую энергию в г. Ташкенте за последние 10 лет. Общий объем тепла, отпущенный в г. Ташкенте в 2008 г. составляет 10,176 Ткал, при этом значительных отклонений данного показателя за последние 10 лет не наблюдалось. Предполагается, что большая часть тепла поставляется в домашние хозяйства. Диапазон изменения по каждому году, по-видимому, зависит от изменения спроса, обусловленного изменением температуры воздуха и климатическими условиями в зимний период.



(источник) Таштеплоэнерго

Рис. 1-2-1 Изменение спроса на тепловую энергию в г. Ташкенте за последние 10 лет

1.2.4 Предполагаемое изменение спроса и план развития сектора теплоснабжения

Ташкент – столица Республики Узбекистан с численностью населения около 2,160,000 человек (по состоянию на 2006 г.) с потреблением значительного объема горячей воды для отопительных нужд. Таштеплоэнерго отпускает тепловую энергию в г. Ташкенте. Как было отмечено выше, ожидается, что спрос на тепловую энергию в 2015 году будет составлять 14,407 Ткал по сравнению с показателем в 10,167 Ткал, зарегистрированным в 2008 г. Ожидается, что спрос на тепловую энергию будет расти в течение последующих семи лет на 42%. В связи с этим весьма важно поддерживать существующую систему теплоснабжения.

Табл. 1-2-2 Предполагаемый рост спроса на тепловую энергию в г. Ташкенте

Год	Общий спрос на тепловую энергию, Ткал/год
2008	10,167
2010	13,943
2015	14,407

(источник) Таштеплоэнерго

Для удовлетворения такого роста спроса Таштеплоэнерго предполагает строительство новых объектов теплоснабжения, как показано в Таблице 1-2-3. План внедрения девяти теплоцентралей с комбинированным производством тепловой и электрической энергией в ТЦ-2, ТЦ-4, ТЦ-9 и ТЦ-10 приведен в Разделе 1.5.3 и в настоящее время еще не включен в данный план.

Табл. 1-2-3 План строительства объектов теплоснабжения

№.	Название теплоэнергоблока:	Тип блока	Установленная мощность (Гкал/ч)	Тип топлива	Год пуска в эксплуатацию
1	Теплоэлектроблок-6	Восстановление двух котлов Установка нового котла	192	Природный газ	2011
2	Теплоэлектроблок-7	Восстановление двух котлов	36	Природный газ	2012
3	Теплоэлектроблок-8 (блок 1)	Установка трех новых котлов	250	Природный газ	2014
	Теплоэлектроблок-8 (блок 2)	Установка новой ПГУ в выработку тепловой энергии и установка двух новых котлов	271	Природный газ	2014
Всего			478 / 499		

(Примечание) ТЦ: Теплоцентраль
(источник) Таштеплоэнерго

1.3 Система тарифов на электрическую и тепловую энергию

1.3.1 Система тарифов

Существующая тарифная сетка для домашних хозяйств принята на государственном уровне. Проводится повторное изучение категорий с целью снижения субсидий согласно дополнениям к нормативам. По состоянию на 2006 год насчитывалось пять категорий, а именно (1) – 750 кВт·А и выше для промышленного потребления, (2) – менее 750 кВт·А для промышленного потребления, сельскохозяйственного сектора, железной дороги и т.д. (3) – коммерческие организации, сфера услуг, (4) индивидуальное потребление (жилье) и (5) – реклама/освещение (сюда включены мелкие предприятия) вместо десяти, используемых ранее. Для крупных промышленных предприятий (750 кВт·А и выше) тарифы складываются из двух позиций – основного тарифа и количественного. Существующая тарифная сетка приведена в Таблице 1-3-1.

В Японии принята аналогичная система категоричности, т.е. разделение на промышленное потребление и потребление для домашних хозяйств, при этом промышленное потребление разделяется на потребление коммерческими организациями и промышленными и в соглашениях базовая ставка рассчитывается на 500 кВт.

Табл. 1-3-1 Тарифы на электрическую и тепловую энергию (по состоянию на 2009 г.)

Категория		Основной тариф (Сум/кВт/год)	Количественный тариф (Сум/кВт·ч)
Промышленность (750 или более кВт·А)		1000,000	47.55
Промышленность (менее 750 кВт·А), сельское хозяйство, железная дорога, правительственные организации, уличное освещение, теплоснабжение		—	60.40
Коммерческие организации, кафе, рестораны, прочие объекты сферы услуг		—	62.00
Домашнее хозяйство	Зоны с централизованным районным отоплением	—	60.40
	Зоны без централизованного районного отопления	—	30.20
Реклама, освещение		—	110.00

(источник) подготовлено группой исследования на основе данных, предоставленных ГАК «Узбекэнерго»

1.3.2 Тарифы

Согласно отчета о результатах исследования сектора электроснабжения Средней Азии (апрель 2006 г., Центр информации по электроснабжению Японии) ранее принятая система политически низких тарифов была заменена, поскольку Правительство намерено привлечь больше частного капитала в энергетический сектор. Была усовершенствована система тарификации, что может позволить окупить затраты на выработку, передачу и распределение электроэнергии. До этого момента такие затраты окупались путем взимания более высоких ставок с коммерческих структур, однако политически низкие ставки для домашних хозяйств и сельского хозяйства были оставлены. Такое перекрестное субсидирование существовало среди потребителей, которое в настоящее время пересматривается для усовершенствования тарифной системы, основанной на принципе «оплата потребителем».

За период 2003-2004 гг. тарифы пересматривались каждые два месяца, при этом стоимость единицы для домашних хозяйств и сельского хозяйства росла. Таким образом, разница между тарифами для домашних хозяйств, сельского хозяйства и коммерческих структур уменьшалась. В дополнение к этому, в районах, где недоступно централизованное теплоснабжение, тарифная ставка принята в размере 50% от обычной ставки для районов с централизованным теплоснабжением.

Сравнение показателей формирования бытовых затрат с аналогичными показателями Японии приведены в Таблице ниже. В целом тарифы на коммунальные услуги на территории бывшего Советского Союза установлены на более низкой отметке по сравнению с другими странами. Даже при сравнении других статей расходов, таких, как расходы на досуг можно предположить, что предел платежеспособности на оплату коммунальных услуг включая электрическую и тепловую энергию в Узбекистане находится на более высокой отметке.

Табл. 1-3-2 Сравнение показателей, формирующих ежемесячные расходы в домашних хозяйствах

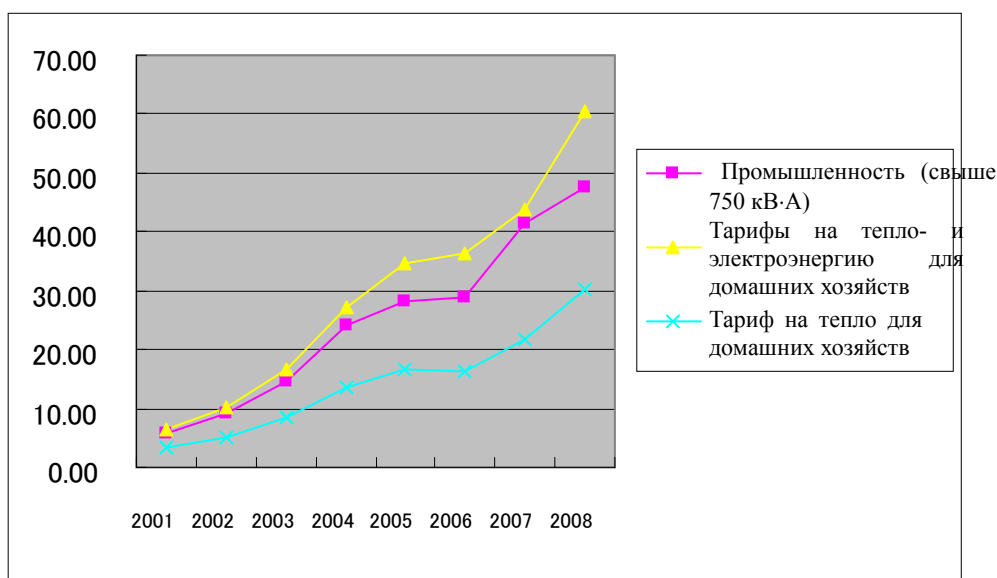
Средние месячные расходы				
Основные позиции	Узбекистан		Япония	
	Сум	%	Йен	%
Продовольствие	400,000	50.7%	70,352	21.7%
Связь	30,000	3.8%	15,000	4.6%
Коммунальные услуги, всего	33,500	4.2%	21,555	6.7%
Электроэнергия	6,000	0.8%	7,311	2.3%
Холодная вода	7,100	0.9%	5,236	1.6%
Горячая вода/Отопление	12,500	1.6%	0	0.0%
Канализация	5,000	0.6%	2,582	0.8%
Газ	2,900	0.4%	6,426	2.0%
Отдых и досуг	83,000	10.5%	33,166	10.3%
Прочие расходы	242,600	30.7%	161,831	50.0%
Итого	789,100	100.0%	323,459	100.0%

(источник) исследования по доходам и расходам семьи за 2008 г. (Япония)

Поскольку в политика формирования вышеуказанных тарифов усовершенствуется,

тарифы на электроэнергию заметно растут в связи с инфляцией за последние годы. На Рис. 1-3-1 изображен график изменения средней цены на электроэнергию. Ставка увеличилась до 31.6 Сум в июле 2005 года с 6.7 Сум/кВт·ч в январе 2002 года, увеличившись в 4.7 раз за эти три года (за период с 2002 по 2005 гг. ставка росла примерно на 30% за полугодие). Однако тенденция к повышению ослабилась и рост ставок за полугодие установился на отметке 9.8% в первой половине 2005 года.

По мнению Министерства Финансов «Энергетические компании должны управлять доходами при текущих ставках путем комплексного снижения потерь при распределении, усовершенствования тарифной системы, усовершенствования системы сбора платежей и финансового оздоровления». В связи с этим, по-видимому, последующей коррекции тарифной сетки (последний рост тарифов наблюдался в начале 2005 г.) проводиться не будет.



(источник) подготовлено группой исследования на основе данных, предоставленных ГАК «Узбекэнерго»

Рис. 1-3-1 Соотношение тарифов на электрическую и тепловую энергию (Ед. изм.: Сум/кВт·ч)

Поскольку ГАК «Узбекэнерго» и Таштеплоэнерго увеличивают свою прибыль за последние годы довольно быстрыми темпами, можно отметить, что этому способствует не только рост цен, но и усовершенствование системы сбора платежей.

1.4 Краткий обзор газового и угольного секторов

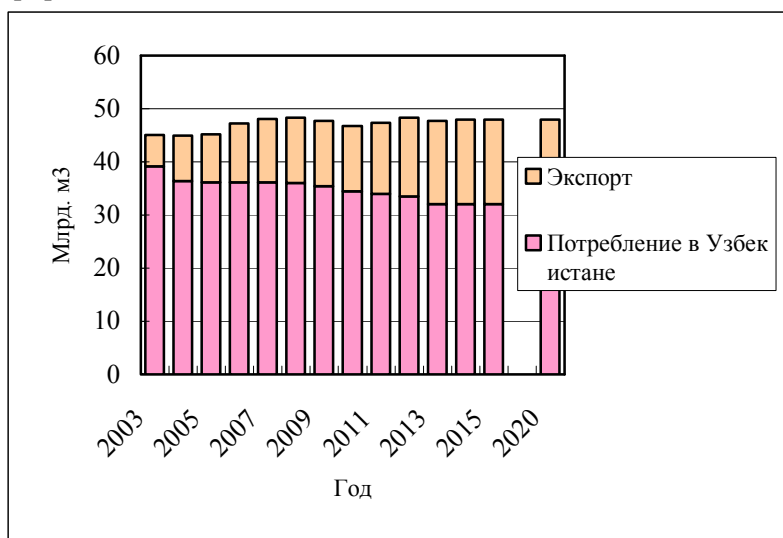
1.4.1 Краткий обзор газового сектора

Республика Узбекистан обладает большими запасами природного газа, составляющими 65 млрд. кубических футов по состоянию на январь 2009 года. Правительство Республики Узбекистан намерено увеличить объемы экспорта для улучшения состояния экономики, а также планирует проведение модернизации оборудования, разработку газовых месторождений и увеличение объемов добычи с привлечением иностранных инвестиций.

Природный газ в основном экспортируется в Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Украину.

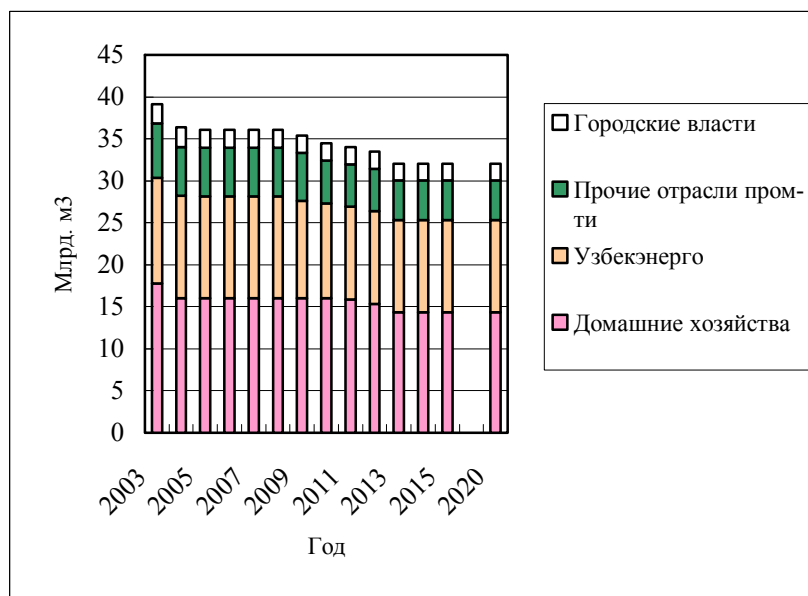
Частью данного проекта является увеличение объемов экспорта природного газа и Правительство Республики Узбекистан намерено снизить объемы внутреннего потребления в рамках кампании по экономии энергии и увеличению объемов добычи и потребления угля в дополнение к разработке газовых месторождений.

На рисунках ниже приведены графики фактического и планового производства и потребления природного газа.



(источник) Изучение газового сектора Республики Узбекистан (Японский Банк Международного Сотрудничества, 2004 г.)

Рис. 1-4-1 Производство природного газа



(источник) Изучение газового сектора Республики Узбекистан (Японский Банк Международного Сотрудничества, 2004 г.)

Рис. 1-4-2 Потребление природного газа

1.4.2 Краткий обзор угольного сектора

Согласно политике увеличения объемов добычи угля при наличии богатых

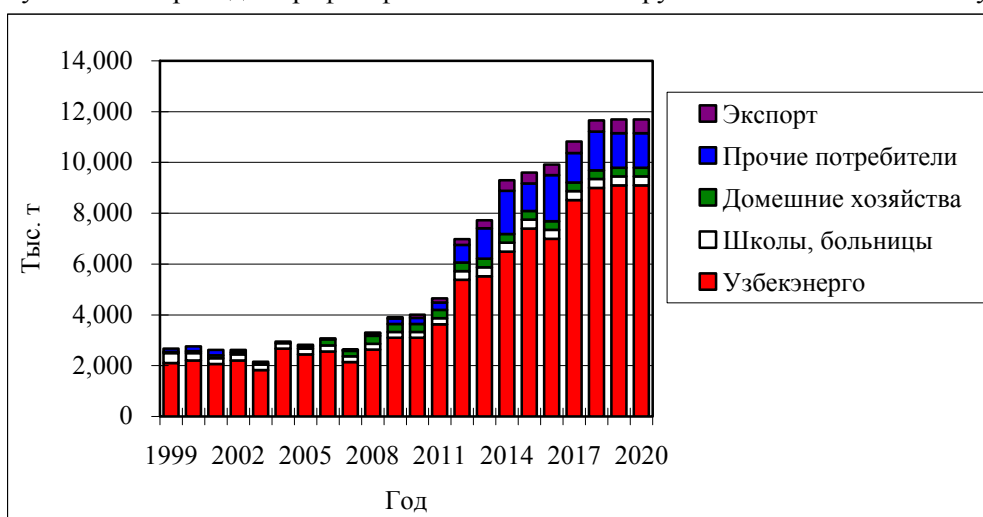
месторождений и увеличения выработки энергии оборудованием, работающим на угле на 15% к 2010 году, Республика Узбекистан учредила программу развития угольной промышленности на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан (Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан №196).

Однако на заседании Кабинета Министров в феврале 2009 года решение принято не было. Была подготовлена программа развития новых месторождений и в настоящее время готовится к представлению на утверждение Правительством. Согласно новой программе развития новых месторождений угля, решение будет принято на заседании Кабинета Министров в марте 2009 года.

Новый план предполагает включить проект разработки угольного месторождения Нурхандарья и расширить разработку месторождения.

Производство угля в 2008 г. составило 3.6 млн. т. Данный показатель будет увеличен до 6.4 млн. т. в 2011 г. и до 11.5 млн. т. в 2014 г. Более того, предполагается снижение себестоимости добычи с 15,900 Сум (около 10 Долларов США) за тонну до 7 Долларов США в 2008 г.

На рисунке ниже приведен график фактических и планируемых объемов поставок угля.



(источник) АО «Уголь»

Рис. 1-4-3 Фактические и плановые объемы поставки угля

1.5 Обзор проектов, предполагаемых к реализации в рамках кредитов Официальной Помощи Развитию (ОПР)

1.5.1 Ангренская ТЭС

(1) Обзор ТЭС

Ангренская ТЭС расположена на окраине г. Ангрена, к юго-востоку от г. Ташкента – столицы Республики Узбекистан (около 100 км по автомобильной дороге). На расстоянии около 5 км в северо-восточном направлении расположен Ангренский угольный разрез, где ведется добыча угля открытым способом. На Рис. 1-5-1 изображен план расположения г. Ангрена, Ангренской ТЭС и Ангренского угольного разреза.

Ангренская ТЭС была запроектирована и построена во времена Советского Союза с использованием технологий того периода. ТЭС располагает одиннадцатью традиционными котлами, работающими на пылеугольном топливе (основной вид топлива), производимом на основе бурого угля, поставляемого с Ангренского угольного разреза и восемью паровыми турбинами и генераторами. После ввода ТЭС в

эксплуатацию вырабатываемая мощность составляла 600 мВт. После этого была произведена доработка, в результате чего пар для производства горячей воды отбирался из блоков 5-8 из восьми паровых турбин. Текущая вырабатываемая мощность составляет 472 мВт. Горячая вода отпускается в г. Ангрен для системы горячего водоснабжения и отопления.

В трех котлах, блоки 1-3, используется угольный газ, полученный путем подземной газификации для обеспечения более стабильного сгорания угля. Этот газ производится на оборудовании подземной газификации на основе угля на удалении около 5 км от Ангренской ТЭС. Газ собирается и поставляется на ТЭС по трубам. Восемь котлов, блоки 4-8, в качестве резервного топлива используют мазут.



(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-1 Географическое расположение Ангренской ТЭС и Ангренского угольного разреза

1) План расположения оборудования

Ангренская ТЭС расположена на площадке шириной 1.5 км и длиной около 0.6 км, протянувшейся с юго-юго-востока на северо-северо-восток вдоль автомобильной дороги, связывающей г. Ангрен и Ангренский угольный разрез.

Въезд на площадку расположен на левой стороне промплощадки. Административное здание расположено неподалеку от въезда. Административное здание и корпус котлов соединены между собой дорогой. За корпусом котлов расположен угольный склад площадью около 2.5 га. Уголь с Ангренского разреза доставляется в железнодорожных вагонах.

Отработанные газы с котлов выводятся через пылеотделители в трубы (три трубы высотой 105 м и две трубы высотой 120 м), расположенные между корпусом котлов и

угольным складом, после чего сбрасываются в атмосферный воздух.

Хладагенты поступают из пруда, расположенного в 8 метрах к северу от Ангренской ТЭС, куда вода отбирается из канала, протекающего за промплощадкой станции. Охладитель поступает в конденсатор, расположенный в турбинном зале по водоводу. Отработанный охладитель сбрасывается в канал, расположенный в левой части промплощадки. В правой части промплощадки расположены 9 градирен с естественным охлаждением воды (три градирни из девяти были демонтированы) для восполнения дефицита охлаждающей воды путем ее повторного использования в зимний период.

Электрическая подстанция расположена между турбинным цехом и дорогой перед ТЭС. Три ЛЭП – 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ простираются в юго-юго-восточном направлении. План расположения объектов Ангренской ТЭС показан на Рис. 1-5-2.

2) Технологический процесс

Пар, отработанный одиннадцатью котлами, поступает по главному коллектору к восьми паровым турбинам. Пар, использованный в паровых турбинах, охлаждается в конденсаторе и переводится в воду. Вода, исходящая из конденсатора проходит через конденсатный насос с повышением давления и насос подачи воды и поступает в водоподогреватель. Вода, отбираемая из канала в основном используется в качестве охладителя для конденсатора. Градирни, работающие на принципе естественной вентиляции, используются для восполнения дефицита воды в зимний период. Часть охлаждающей воды поступает в градирни для охлаждения. Часть охлажденной воды, сбрасываемой конденсатором, поступает в градирни для охлаждения. Охлажденная вода отправляется обратно в канал, смешивается с основной водой, отбираемой из канала, и поступает в конденсатор. Пар, образующийся в паровых турбинах, блоках 5-8, поступает через главный коллектор в теплообменник горячей воды/пара, где затем превращается в конденсат. Затем конденсат насосом откачивается обратно в котел. Вода, поступающая в теплообменник, паром нагревается до температуры 90°C и превращается в горячую воду. Около 30% горячей воды возвращается от потребителей. Возвратная вода проходит через фильтр и отстаивается в емкости. В настоящее время около 70% подпиточной воды и возвратной воды смешиваются в емкости, затем смесь поступает в теплообменник, где затем происходит циркуляция воды между теплообменником и потребителем горячей воды.

(2) Обзор основного оборудования ТЭС

1) Оборудование для выработки энергии

Оборудование для выработки энергии было построено в три стадии. Во время первой стадии было построено пять котлов производительностью 230 т/ч и четыре паровых турбины/генератора мощностью 50 мВт. Во время второй стадии было построено шесть котлов производительностью 220 т/ч и две паровых турбины/генератора мощностью 100 мВт. Во время третьей стадии было установлено четыре котла производительностью 220 т/ч и две паровых турбины/генератора. Четыре котла, построенные во время третьей стадии, уже демонтированы. Вместо этого было установлено оборудование для производства и снабжения горячей воды.

Четыре демонтированных котла первоначально были запроектированы и предназначались для работы на каменном угле с высокой теплотворной способностью, а не на буром угле. Они были демонтированы после экспериментальной эксплуатации в течение 10 лет. Более того, котлы блоков 12 и 13 в настоящее время демонтируются в связи со значительным износом.

Все вышеописанное оборудование котлов/паровых турбин находится в эксплуатации более 40 лет. Их рабочий ресурс уже превысил 200,000 часов, что во время Советского Союза считалось стандартным рабочим ресурсом для такого типа оборудования. К счастью фактические показатели рабочей нагрузки по отношению к установленной мощности составляют всего лишь 10-15%. До настоящего времени никаких серьезных инцидентов не происходило. Однако, для увеличения рабочей нагрузки необходимо внедрение оборудования котлов на основе усовершенствованной технологии сжигания, обеспечивающей высокую степень эффективности и эксплуатационной надежности при использовании угля низкого качества.

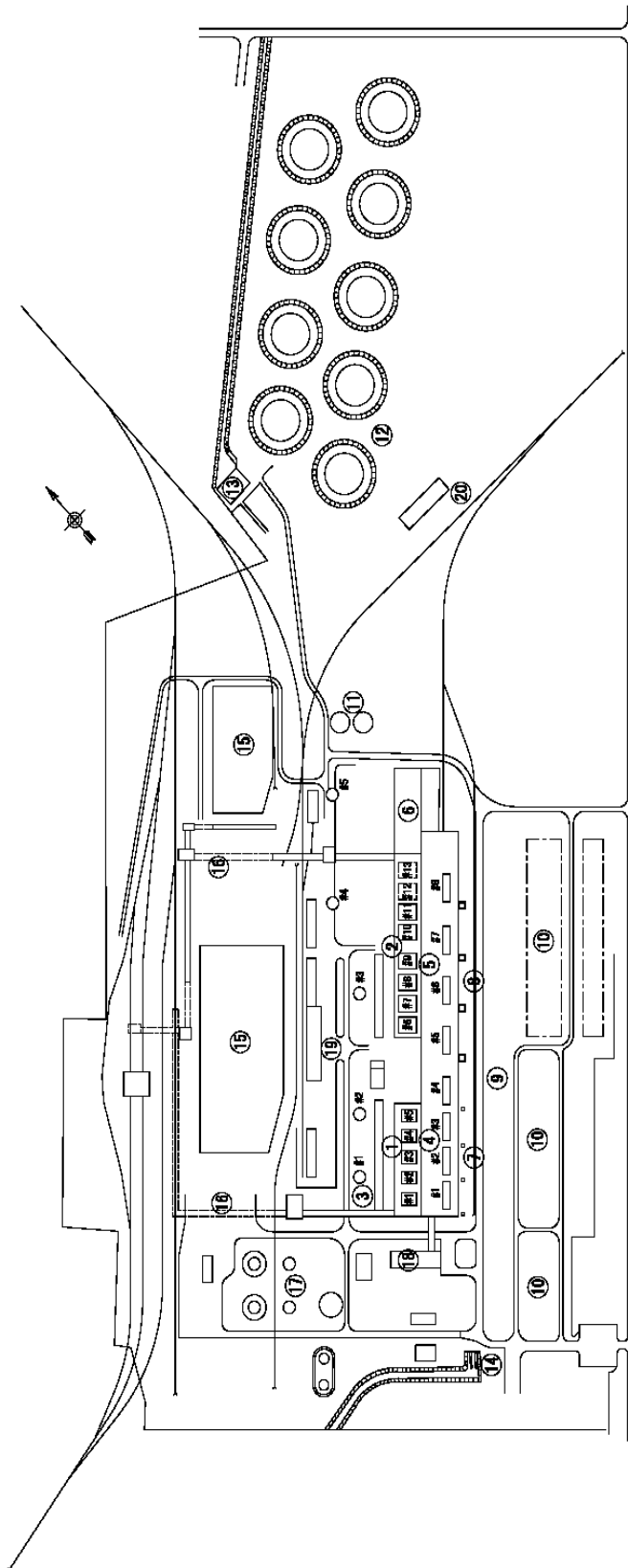
а. Конфигурация станции

В настоящее время ведутся работы по демонтажу блоков 12 и 13. Следовательно, на станции эксплуатируется одиннадцать котлов – с 1 по 11.

С точки зрения комплектов оборудование можно разделить на два комплекта – комплект, включающий котлы блоков 1-5 и паровые турбины/генераторы 1-4 (здесь и далее «Комплект I») и комплект, включающий котлы блоков 6-11 и паровые турбины/генераторы 5-8 (здесь и далее «Комплект II»). Условия проектирования системы главного пара и давления обоих комплектов одинаковые, за исключением того, что температура пара составляет 500°C и 535°C.

Система главного пара обоих комплектов формирует систему коллекторов, соединенных клапаном. Во время эксплуатации оба комплекта объединяются в одну систему выдерживанием температуры главного пара.

Объем испарений от каждого котла Комплекта I составляет 230 т/ч (1,150 т/ч всего). Аналогичный показатель для Комплекта II составляет 220 т/ч (1,320 т/ч всего). В настоящее время мощность турбины блоков 1-4 составляет 50 мВт, а блоков 5-8 – 100 мВт. Объем потребления пара в одном блоке при максимальной нагрузке каждого комплекта составляет 191 т/ч (1,150 т/ч всего) и 377 т/ч (1,508 т/ч всего) соответственно.



№	Наименование	№	Наименование
1	Котельный цех (1-5)	11	Емкость для воды
2	Котельный цех (6-13)	12	Градирия
3	Труба (1-5)	13	Водозабор
4	Цех системы горячего водоснабжения	14	Водоброс
5	Турбинный цех (1-4)	15	Угольный склад
6	Турбинный цех (5-8)	16	Конвейер подачи угля
7	Ячейка повышающего трансф-ра (1-4)	17	Головная цистерна
8	Ячейка повышающего трансф-ра (5-8)	18	Административное здание
9	Трансформаторное хозяйство	19	Ремцех
10	ОРУ	20	Насосная для водного охлаждения

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)
Рис. 1-5-2 Генеральный план промплощадки ТЭС

Пар для подогрева горячей воды подается из турбины, однако пар может подаваться только из турбин блоков 5-8 Комплекта II. Потери подаваемого пара полностью восстанавливаются в конденсаторе. Каждая турбина соединена с одним генератором (всего восемь генераторов). Все генераторы охлаждаются водородом и выдают напряжение 220 кВ и 110 кВ на подстанции через повышающие трансформаторы.

Система охлаждения конденсаторов формирует общую систему для всех турбин. Охлаждающий агент подается из трубопровода водоема, расположенного в 8 км после отвода. Система охлаждения является прямоточной. Охлаждающий агент проходит через конденсатор и сбрасывается напрямую в дренаж. Однако, в зимний период, в условиях дефицита воды, на ее потребление могут накладываться ограничения. В таком случае имеется возможность использовать оборотную воду, охлаждаемую в градирнях.

На Рис. 1-5-3 изображена схема Ангренской ТЭС. В Таблице 1-5-1 приведены основные проектные параметры основного оборудования.

b. Оборудование котлов

Все котлы являются пылеугольными и в основном в качестве топлива используют бурый уголь с добавлением мазута для стабилизации горелки на примерно 20%. Более того, котлы блоков 1-3 позволяют сжигать угольный газ. Угольный газ производится практически в фиксированных объемах независимо от времени года. Для сжигания угольного газа необходимо, чтобы хотя бы один из котлов блоков 1-3 постоянно находился в работе. Среднее количество газа составляет примерно 40,000 Нм³/ч. Каждый котел оборудован газовой горелкой производительностью примерно 20,000 Нм³/ч. Соответственно, весь газ может сжигаться одним котлом. Каждый котел оборудован тремя угольными бункерами (250 т/блок) четырьмя мельницами для измельчения угля (100% измельчается четырьмя мельницами без резервного блока). Данные мельницы являются горизонтальными ударными молотковыми мельницами и подвержены сильному износу из-за содержания фрагментов крепких пород в угле.

За прошлые годы качество поставляемого угля ухудшалось (в связи с повышенным содержанием золы и воды), что привело к снижению КПД котла и испарения.

c. Оборудование паровой турбины

Турбины блоков 1-4 являются турбинами с одинарными стенками без промежуточного перегрева, а турбины блоков 5-8 являются многоцилиндровыми турбинами с двойным валом без промежуточного перегрева.

Системы подогревателя воды высокого и низкого давления встроены в каждую турбину независимо друг от друга. Деаэратор установлен общим для каждого комплекта. Количество операций подогрева воды, включая деаэратор, равно пяти в Комплекте I и девяти в Комплекте II.

Испаритель для чистой воды и вспомогательный паропреобразователь параллельно включены в систему подогревателя водоснабжения. Однако в настоящее время данное оборудование не используется.

d. Оборудование для охлаждающего агента

Охлаждающий агент отбирается из канала, куда вода поступает из водоема, расположенного недалеко от угольного разреза, в 8 км от ТЭС, и затем поступает на станцию. Объем воды, отбираемый из канала обычно находится в пределах 15-20 м³/с. При эксплуатации ТЭС в условиях нормальной нагрузки, данный объем воды является достаточным для обеспечения нужного количества

хладагента. Хладагент проходит по прямоточной системе и затем сбрасывается. Однако в зимний период на потребление воды накладываются ограничения. В это время вода циркулирует через шесть градирен.

В канале, отводящем воду из основного канала установлен неподвижный грохот для удаления крупногабаритного мусора на первой стадии. Водозабор оборудован шестью приводными грохотами барабанного типа, организованными в цепь. Хладагент из водозабора подается в восемь турбин по трем стальным трубам диаметром 1.2 м. Разница высот между водозабором и конденсатором составляет примерно 8 метров. Вода подается самотеком без использования насосного оборудования.

e. Оборудование приема, разгрузки и хранения угля

Для приема угля используются два вагонопрокидывателя. Уголь на угольный склад подается при помощи ленточного транспортера. Кроме этого, уголь может поставляться напрямую в угольный бункер, минуя угольный склад. Закрытого угольного склада здесь не предусмотрено. Площадь угольного склада составляет 25,680 м² и вмещает 190,000 т угля. Для погрузочно-разгрузочных работ используется шесть бульдозеров. Разгруженный уголь проходит через дробилку и подается в угольный бункер котельного отделения ленточным транспортером. Система подачи угля с угольного склада в угольный бункер разделена на две подсистемы: одна – для группы котлов блоков 1-9, другая – для группы котлов блоков 10-13. Каждый комплект оборудован двумя комплектами ленточных транспортеров. Первая подсистема оборудована четырьмя дробилками, а вторая – двумя.

Уголь, поступающий в здание котельной, попадает на ленточный транспортер, проходящий над угольным бункером котельного отделения, и затем распределяется среди угольных бункеров каждого котла. Каждая группа котлов – блоки 1-9 и 10-13 оборудованы двумя распределительными конвейерами. Уголь, транспортируемый конвейерами, сбрасывается в бункер по наклонной плоскости конвейера.

Поскольку объемов работ по обогащению угля на разрезе недостаточно, уголь с разреза поступает с высоким содержанием фрагментов крупной фракции и классификация сырья происходит на угольном складе бульдозерами или вручную. Данную практику нельзя назвать удовлетворительной. Значительные объемы плохо подготовленного угля попадают в котел, вызывая износ и снижение производительности пылеприготовительного оборудования.

f. Оборудование теплоснабжения

Оборудование горячего водоснабжения установлено на промплощадке, в здании, в котором первоначально располагались котлы блоков 13 и 14. Данное оборудование включает в себя оборудование подогрева очищенной воды и подачи ее на водоподготовительное оборудование, а также оборудование, подогревающее обратную воду и отпускающее ее в город. Подогрев воды производится паром, отбираемым из турбин, блоков 5, 6, 7 и 8.

Всего установлено 14 подогревателей. Всего используется восемь подогревателей для организации подачи горячей воды в город. Установлено шесть подогревателей воды до температуры 120°C для обычного использования и два подогревателя воды до температуры 150°C, используемых в условиях суровой зимы.

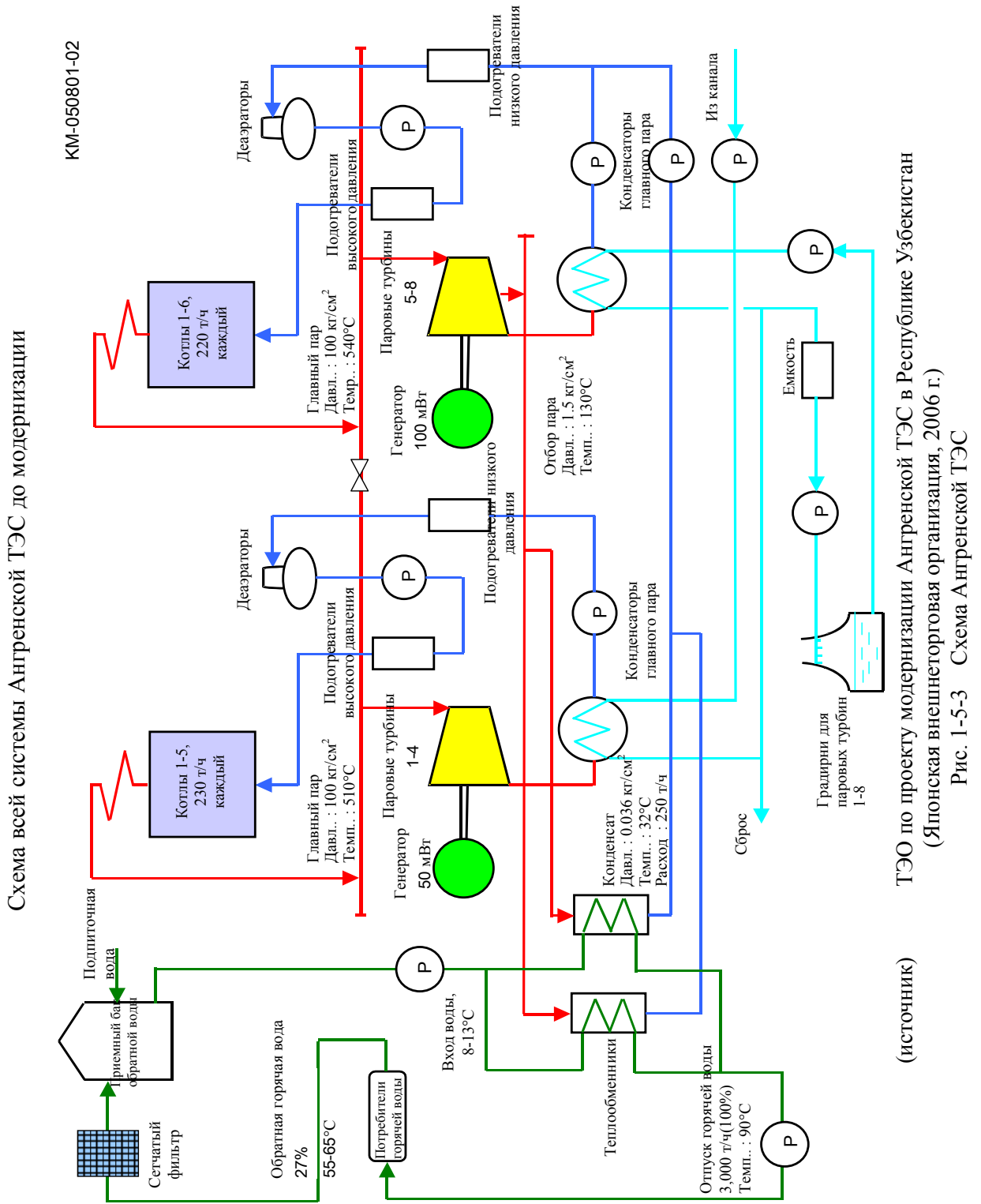


Табл. 1-5-1 Основные проектные параметры основного оборудования

Наименование	Ед. изм.	Комплект I	Комплект II
Оборудование котлов		Котлы 1-5	Котлы 6-11
Тип	-	Пылеугольный котел	Пылеугольный котел
Номинальная паропроизводительность	т/ч	230	220
Давление главного пара	кг/см ²	110	110
Температура главного пара	°С	510	540
Топливо	-	№№ 1-3: Лигнит + угольный газ №№ 4-5: Лигнит	Лигнит
Система вытяжки	-	Уравновешенная тяга	Уравновешенная тяга
Очистка исходящих газов	-	Многоциклонный пылеуловитель (МП)	№№ 6-7: МП №№ 8-11: МП + электростатический фильтр
Трубы			
Количество	-	1 для №№ 1-3. 1 для №№ 4-5	1 для №№ 6-9 1 для №№ 10-13 1 для №№ 14-15 (демонтирована)
Тип	-	Бетонная, с внутренней облицовкой	Бетонная, с внутренней облицовкой
Диаметр x высота	М	огнеупорным кирпичом 6 x 105	огнеупорным кирпичом 6 x 120
Турбинное оборудование		Турбогенераторы 1-4	Турбогенераторы 5-8
Тип	-	Однокорпусная, конденсационная турбина без подогрева	Двухкорпусная, конденсационная турбина без подогрева
Номинальная мощность	МВт		100
Давление главного пара	кг/см ²	90	90
Температура главного пара	°С	500	535
Номинальное потребление пара	т/ч	191	377
Давление на выходе	кг/см ²	0.034	0.034
Скорость вращения	об/мин	3000	3000
Стадии отбора пара от нагрева подаваемой воды	-	5	9
Энерговырабатывающее оборудование		Турбогенераторы №№ 1-4	Турбогенераторы №№ 5-8
Тип	-	Непосредственно связанный синхронный генератор	Непосредственно связанный синхронный генератор
Номинальная мощность	МВт	№№ 1, 2, и 4: 50 № 3: 60	100
Номинальная емкость	МВ·А	№№ 1, 2, и 4: 62.5 № 3: 70	117.5
Коэффициент мощности	-	0.8	0.85
Конечное напряжение	кВ	10.5	10.5
Система возбуждения	-	Бесщеточная	Бесщеточная
Метод охлаждения	-	Водородное охлаждение	Водородное охлаждение
Оборудование охлаждения воды			
Качество воды	-	Речная вода	Речная вода

Источник	-	Канал	Канал
Метод подачи	-	Прямоточная система или циркуляция в градирне (зимой)	Прямоточная система или циркуляция в градирне (зимой)

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

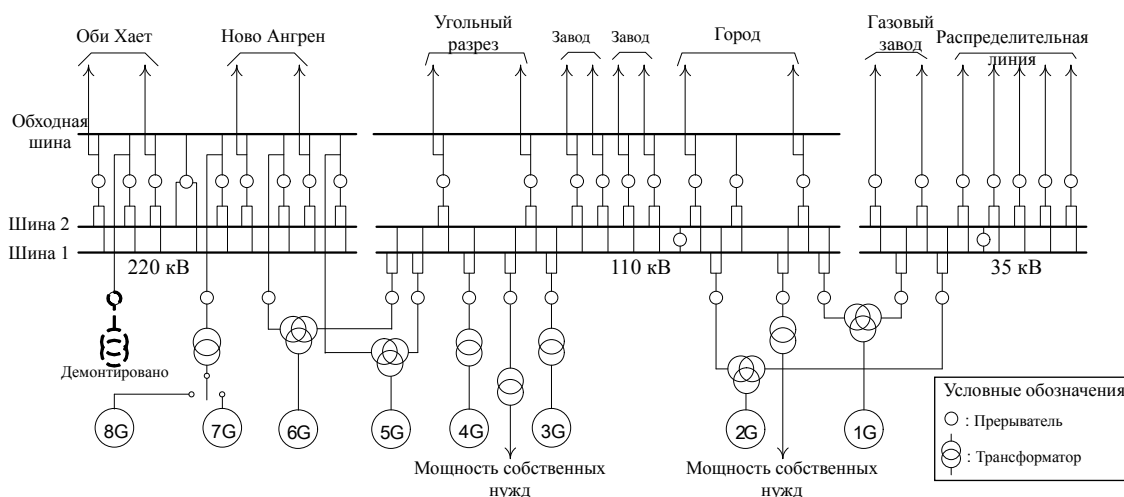
Производительность каждого водоподогревателя составляет 1,100 т/ч. Объем подачи горячей воды в город составляет 3,000 т/ч. Максимальное число водоподогревателей в работе – 3.

Всего установлено 13 насосов горячей воды. Из них девять насосов используются для горячего водоснабжения зимой с давлением 25 кг/см² и производительностью 1,000 т/ч, а четыре насоса используются летом с давлением 8 кг/см² и производительностью 1,000 т/ч. Семь насосов высокого давления для подпиточной воды установлены для смешивания с обратной водой после вакуумного деаэратора. Установлено десять насосов для восполнения потерь и четыре насоса для подачи отфильтрованной воды. Два резервуара для горячей подпиточной воды емкостью 3,000 м³ установлены снаружи. Трубы подачи/возврата воды в/из г. Ангрена включают 22 км подземного трубопровода диаметром 1,020 мм и надземного трубопровода диаметром 720 мм. Трубы подачи/возврата горячей воды соединены с системой водоснабжения, управляемой Ангренскими службами водоканала.

2) Оборудование передачи и подстанции

а. Конфигурация шины

На Рис. 1-5-4 изображена схема конфигурации шины Ангренской ТЭС. На станции организовано три класса напряжения – 220 кВ, 110 кВ и 35 кВ. Шина 220 кВ используется для соединения главной электрической сети, шина 110 кВ используется для подачи электроэнергии крупным потребителям и распределительным подстанциями и шина 35 кВ используется для подачи электроэнергии для распределения.



(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-4 Конфигурация шины ОРУ Ангренской ТЭС

Повышающие трансформаторы для генераторов 5 и 6 являются 3-жильной намоточной конструкцией на 220/110/35 кВ, в то время, как повышающие трансформаторы для генераторов 1 и 2 являются 3-жильной намоточной конструкцией на 110/35/10.5 кВ. Эти трансформаторы повышают напряжение выработанной мощности и соединяют с шинами различного напряжения.

Шины 220 кВ и 110 кВ состоят из двух главных шин и трансферной шины, а между ними установлены соединительные прерыватели. Данные прерыватели могут использоваться как в качестве прерывателя линии передач, так и в качестве реле генератора, поэтому при осмотре линии или реле генератора, отключении линии или генератора имеется возможность обеспечивать подачу электроэнергии.

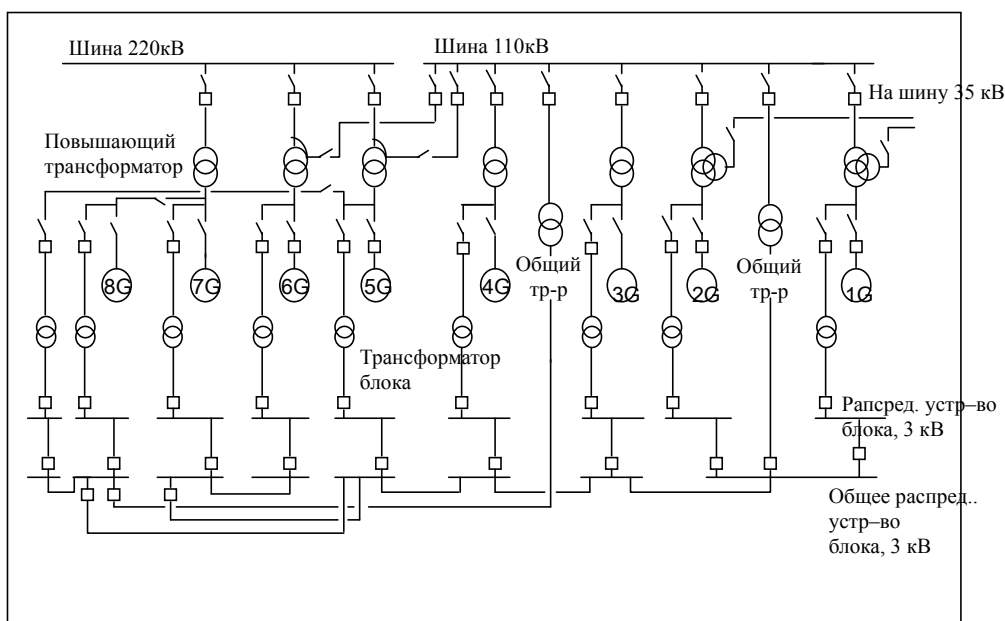
Соединения линии основной шины и передающей линии разные для шины 220 кВ и шины 110кВ. Для шины 110 кВ, прерыватель, соединяющий главную шину 1 и главную шину 2 и прерыватель, соединяющий главную шину и обходную шину независимы друг от друга.

Однако для соединений 220 кВ имеется один прерыватель, используемый для соединения главных шин и главных шин с обходными и при использовании данного прерывателя для соединения главной шины с обходной, соединение двух главных шин невозможно. Это отрицательно влияет на надежность, поскольку возможна либо эксплуатация двух главных шин отдельно, либо необходима остановка одной главной шины. В дополнение к этому эксплуатация является сложной и руководство станции намерено установить дополнительный прерыватель с конфигурацией, аналогичной шине 110 кВ.

b. Электротехническое оборудование ТЭС

На станции установлено восемь генераторов, соответствующих восьми турбинам, при этом генераторы 1-4 соединены с шиной 110 кВ, а генераторы 5-8 соединены с шиной 220 кВ, каждый генератор соединен через повышающий трансформатор. Повышающий трансформатор №8 был демонтирован из-за аварии, генератор № 8 в настоящее время соединен с повышающим трансформатором №7 через размыкающий переключатель. Соответственно, одновременная эксплуатация генераторов №№ 7 и 8 невозможна.

На Рис. 1-5-5 изображена существующая однолинейная схема станции.



(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-5 Существующая однолинейная схема станции

Главная цепь каждого генератора №№ 1, 2, 5 и 6 включает в себя генератор и прерыватель, установленный между генератором и повышающим трансформатором для синхронизации и десинхронизации. В главной цепи генераторов №№ 3, 4, 7 и 8 прерывателей генераторов нет, а есть разъединители. Соответственно, функции синхронизации и десинхронизации для генераторов №№ 1, 2, 5 и 6 выполняются прерывателями, в то время как операции синхронизации и десинхронизации выполняются прерывателями сверхвысокого напряжения, установленными на стороне шины 110 кВ и 220 кВ. В дополнение, для всех трансформаторов, в их первичном контуре, установлены прерыватели, что позволяет продолжать эксплуатировать оборудование станции в случае аварии на трансформаторе. Установлены два общих трансформатора, каждый из которых принимает энергию с ОРУ 110 кВ.

Напряжение 3 кВ подается на вспомогательные контуры ТЭС высокого напряжения. Распределительное устройство 3 кВ каждого блока состоит из распределительного устройства блока, принимающего энергию с трансформатора блока и общего распределительного устройства, принимающего энергию с общего трансформатора; эти 3 кВ распределительные устройства подают энергию на вспомогательное оборудование высокого напряжения и вспомогательные цепи низкого напряжения. Оба типа распределительных устройств могут служить в качестве резервных.

3) Оборудование генераторов

Был проведен капитальный ремонт на статорах генераторов, а обмотка ротора генераторов 5-7 была заменена. В настоящее время все генераторы находятся в рабочем состоянии. В Таблице 1-5-2 приведены технические параметры оборудования генераторов.

Табл. 1-5-2 Технические параметры оборудования генераторов

№ блока	Технические параметры оборудования						
	Мощность (кВ·А)	Номинальная мощность (кВ·А)	Напряжение (V)	Ток (А)	Коэффициент мощности	Метод охлаждения	Количество полюсов
1	62,500	50,000	10,500	3,440	0.8	Водородное охлаждение	2
2				4,124			
3				3,440			
4	75,000	60,000					
5	117,500	100,000	10,500	6,475	0.85	Водородное охлаждение	2
6							
7							
8							

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

4) Контрольно-измерительные приборы

Котлы, турбины и генераторы управляются каждый по отдельности. Котлы 1-5 и турбины №№1-4 управляются соответствующими панелями управления в зоне оборудования, в то время как одна группа котлов №№10 и 11 и турбины №№ 7 и 8 управляются из отдельных диспетчерских. Генераторы управляются из центральной диспетчерской совместно с другим электротехническим оборудованием. Поскольку контрольно-измерительное оборудование вводилось в эксплуатацию в 1957 году, в нем применялась система аналогового управления, а эксплуатационные параметры собирались при помощи карт.

Котлы управляются для поддержания давления главного пара, а регулирование подачи топлива осуществляется в зависимости от изменения давления главного пара.

(3) Условия эксплуатации/технического обслуживания

В Таблице 1-5-3 приведены данные по сроку службы для каждого блока существующих турбин/генераторов. Блоки были построены в 1960 году и уже находятся в эксплуатации более 50 лет. Оборудование сильно изношено. В течение этого срока наиболее часто используемый блок наработал свыше 280,000 часов. Усталостная долговечность при ползучести тела вращения, скорее всего, истекла. В Японии нет парового генератора/турбины, который бы эксплуатировался в течение 250,000 часов без замены тела вращения. Среднегодовой срок эксплуатации, рассчитанный на основе данных из таблицы ниже, составляет около 4,800 часов. Из таблицы видно, что средний коэффициент готовности составляет около 55%.

Табл. 1-5-3 Общий срок эксплуатации каждого блока паровой турбины/генератора

№ блока	Модель	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность (мВт)	Обеспечение тепловой энергией (Гкал/ч)	Общее время эксплуатации (ч)
1	БК-СО-2	1957	52.5	0	277,672
2	БК-СО-2	1958	54.5	0	286,704
3	БК-СО-2	1958	53	0	236,406
4	БК-СО-2	1958	52	0	202,032
5	БК-100-6	1960	68	-	263,507
6	БК-100-6	1961	68	-	245,702
7	БК-100-6	1962	68	-	245,347
8	БК-100-6	1963	68	-	158,937
Итого	-	-	484	-	1,916,307

(источник) ГАК «Узбекэнерго»

В Таблице 1-5-4 приведены данные по условиям эксплуатации паровой турбины/генератора за последние 5 лет. При анализе данных по выработке, приведенных в этой таблице, видно, что показатели текущего года снизились примерно на 70% по отношению к аналогичным показателям 2006 года. Наблюдается также снижение теплотворной способности горячей воды за последние пять лет. Показатели прошлого года снизились на 50%. Наши исследования позволят выяснить причины такого снижения: либо это вызвано снижением надежности оборудования теплоэлектростанции, либо экономической деятельностью в прилегающих районах, либо изменением климатических условий.

В Таблице 1-5-5 приведено соотношение эксплуатационных расходов и затрат на техническое обслуживание (в Долларах США) на Ангренской ТЭС за последние пять лет. Как видно из данной таблицы, за последние пять лет наблюдался рост расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание примерно на 50%. Как видно, основной причиной повышения затрат является рост цен на топливо. Данные показывают, что выработка электрической и тепловой энергии на Ангренской ТЭС за указанный период значительно снизилась. Считается, что рост цен на топливо связан с увеличением себестоимости единицы топлива. Затраты на ремонт составляют примерно 2 млн. Долларов США и остаются на этой отметке в течение последних пяти лет. При переводе этих затрат на стоимость ремонта на объем выработанной энергии (мВт·ч), средний показатель за пятилетний период составляет примерно 0.002 миллионных долей на мВт·ч. Данный показатель находится ниже отметки в 1/1,000 от нормальной стоимости ремонта оборудования выработки тепловой энергии. Нельзя сказать, что для обеспечения эффективной эксплуатации оборудования ТЭС с высокой степенью надежности в ремонт вкладывалось достаточно средств.

Табл. 1-5-4 Условия эксплуатации паровой турбины/генератора за последние пять лет

№ блока	2004			2005			2006			2007			2008			
	ВЭ	ВЭЭ	ОТЭ	ВЭ	ВЭЭ	ОТЭ	ВЭ	ВЭЭ	ОТЭ	ВЭ	ВЭЭ	ОТЭ	ВЭ	ВЭЭ	ОТЭ	
1	4,341	77,030	-	36	235	-	-	-	-	182	4,982	-	-	-	-	
2	4,741	87,616	-	142	1,015	-	1,684	30,348	-	2,150	35,093	-	2,122	27,559.00	-	
3	248	5,990	-	58	575	-	-	-	-	-	-	-	1,384	3,029.00	-	
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	84	3,262	-	4,796	221,976	-	5,192	261,157	-	3,908	172,129	-	3,435	123,491.70	-	
6	2,872	99,411	-	4,820	224,047	-	4,720	246,636	-	4,793	213,386	-	3,512	133,536.20	-	
7	4,268	190,314	-	1,679	83,482	-	1,076	49,064	-	3,211	143,198	-	3,255	118,747.00	-	
8	22	654	-	103	4,898	-	768	34,648	-	-	-	-	-	-	-	
Итого		464,278		553,940		536,228	429,082		621,854	403,579		568,788	412,622		406,363	276,204

Примечание: ВЭ – время эксплуатации
ВЭЭ – выработка электрической энергии
ОТЭ – отпуск электроэнергии
(источник) ГАК «Узбекэнерго»

Табл. 1-5-5 Соотношение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание на Ангренской ТЭС за последние пять лет (тыс. Долл. США)

Затраты/год	2004	2005	2006	2007	2008
Расходы на персонал	1,482	1,573	1,635	1,829	1,963
Общие затраты	3,332	2,854	3,459	4,333	4,778
Амортизационная ставка	221	470	1,301	1,263	1,268
Процентная ставка	0	0	0	0	0
Налоги	612	749	929	1,009	1,006
Стоимость топлива	11,291	12,358	14,133	14,504	15,782
Затраты на ремонт	2,110	1,813	1,684	1,625	2,042
Прочее	235	342	493	501	545
Итого	19,283	20,159	23,635	25,064	27,385

(источник) ГАК «Узбекэнерго»

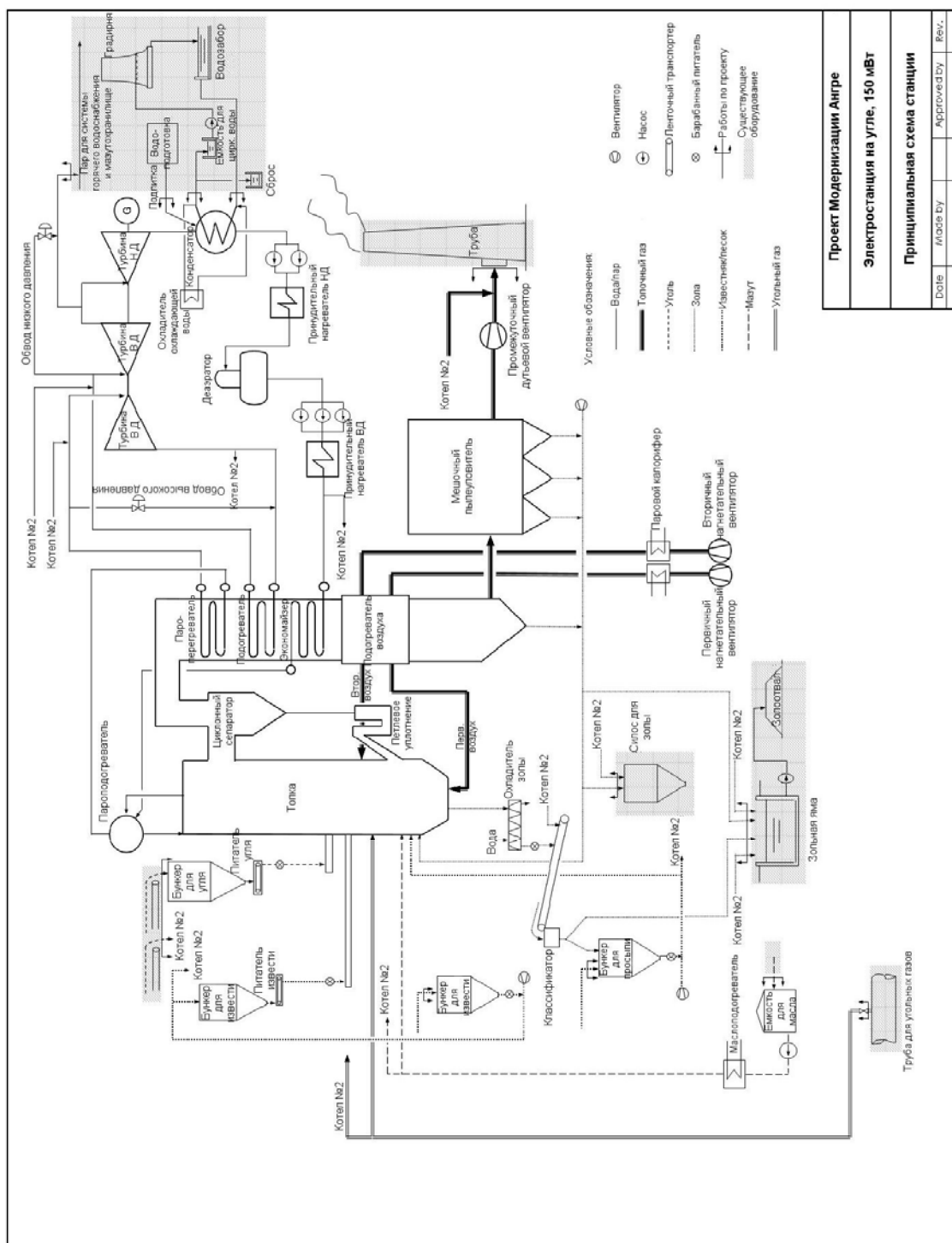
(4) Обзор заново устанавливаемого оборудования

1) Обзор оборудования выработки энергии

Заново устанавливаемое оборудование выработки энергии запланировано в качестве оборудования котла/паровой турбины, использующего в качестве топлива уголь с Ангренского угольного разреза. Предполагаемая мощность составляет 150 МВт без отпуска тепла потребителям. Для обеспечения должного сжигания низкокачественного угля с Ангренского угольного разреза с высокой степенью надежности, вместо существующего котла сжигания угольной пыли принят котел сжигания псевдоожигенного слоя циркуляционного типа. С точки зрения производительности (объем испарения) котла сжигания псевдоожигенного слоя необходимо принятие котла производительностью 250 т/ч с положительными отзывами об эксплуатации в глобальном масштабе. Следовательно, для соответствия требованиям к выработке, необходима установка двух котлов сжигания псевдоожигенного слоя. Как было описано выше, энерговырабатывающее оборудование будет организовано таким образом, чтобы два котла сжигания псевдоожигенного слоя были соединены с одной паровой турбиной/генератором. Существующее оборудование использует систему коллекторов, в которой все котлы/паровые турбины соединены с общим паровым коллектором. Новое оборудование будет основано на системе независимого главного пара, отделенной от существующего оборудования. Давление главного пара будет увеличено с 90 атм. до 169 атм., а температура пара будет составлять 538°C как для главного пара, так и для перегревающего пара. Таблица ниже описывает основные плановые условия оборудования выработки энергии.

Максимальная выработка станции:	150 мВт (без отпуска пара потребителям)
Конфигурация станции:	Два котла и одна паровая турбина/генератор
Конфигурация цикла:	Одна стадия для перегрева и семь стадий для подачи и нагрева воды
Максимально возможный объем отпуска пара:	Около 280 т/ч (210 Гкал/ч)
Метод сжигания в котле:	Метод циркуляционного сжигания псевдоожиженного слоя
Метод охлаждения турбинного конденсатора:	Речная вода в прямоточном цикле или метод циркуляции в градирне
Меры по обработке отходящих газов:	
NO _x :	Низкий выброс NO _x при циркуляционном сжигании псевдоожиженного слоя
SO _x :	Десульфуризация известью в печи
Сажа и пыль:	Установка фильтра
Напряжение передачи энергии:	220кВ
Топливо	Универсальное сжигание угля + угольного газа улучшение параметров сжигания при помощи мазута

На Рис. 1-5-6 изображена схема установки нового оборудования выработки энергии.



(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-6 Схема расположения нового оборудования

2) Оборудование котлов

На Ангренской ТЭС эксплуатируются котлы, сжигающие пылевидный уголь в качестве обычного топлива. Однако, при использовании бурого угля (лигнита), поставляемого с Ангренского угольного разреза, содержащего значительное количество золы и обладающего более низкой точкой плавления, требуется большой топочный объем для снижения температуры на выходе из топки. С экономической точки зрения этот процесс является невыгодным. Процесс горения необходимо

поддерживать, а в случае значительного изменения свойств топлива горение может быть нестабильным. В обычной практике стабильность горения существующего котла снижается в связи со снижением теплотворной способности угля (повышенное содержание золы). Сообщается, что стабильной эксплуатации достичь сложно без постоянного использования мазута или угольного газа. Увеличение объемов потребления угля, вызванное снижением теплотворной способности приводит к неспособности угольной мельницы переработать весь объем угля. Недостаточное измельчение сжигаемого угля является одним из факторов, вызывающих нестабильность сжигания.

Учитывая изложенные факторы, для обеспечения высокоэффективного сжигания низкокачественного угля с Ангренского разреза с высокой степенью надежности, на новом оборудовании станции применяются котлы со сжиганием циркулирующего псевдоожиженного слоя, характеризуемые следующими преимуществами:

- ✓ Обеспечивается стабильная эксплуатация при изменениях свойств топлива, включая повышенное содержание золы и воды без добавления мазута или газа;
- ✓ Отсутствие шлакуемости золы в печи или поверхностях нагрева в связи с низкими температурами сгорания;
- ✓ Низкое содержание NO_x в связи с низкими температурами сгорания;
- ✓ Облегченный процесс удаления серы из печи может быть достигнут посредством добавления извести. Данное оборудование весьма предпочтительно с точки зрения охраны окружающей среды;

3) Оборудование паровой турбины

Многоцилиндровая турбина с одним валом конденсационного типа разделена на два цилиндра высокого/среднего и низкого давления. Турбина напрямую соединена с генератором. Во время летнего сезона эта паровая турбина эксплуатируется как конденсационная турбина. Зимой она функционирует для подогрева горячей воды для нужд собственного отопления. Пар для подогрева горячей воды может извлекаться из соединения между цилиндрами высокого/среднего и низкого давления. Для обеспечения отбора максимального количества пара на входе в цилиндр низкого давления устанавливается регулирующий клапан для контроля давления пара.

4) Оборудование охлаждения

Для охлаждения конденсатора паровой турбины используется вода из реки, подаваемая напрямую. Обратный хладагент используется для охлаждения вспомогательного оборудования. Циркулирующий хладагент охлаждается в градирнях, куда поступает после охлаждения конденсатора паровой турбины. Объем хладагента для охлаждения конденсатора паровой турбины и нового оборудования составляет около 17,000 т/ч при условии, что повышение температуры хладагента после охлаждения конденсатора составляет 10°C. Хладагент отводится двумя трубами диаметром 1.2 м и направляется в каждую из водяных камер конденсатора. В систему циркуляции хладагент отводится от конденсатора из питающей трубы при помощи насоса высокого давления. Затем он возвращается в обратный трубопровод охлаждающей жидкости на выходе из конденсатора.

5) Основное энергетическое оборудование

Будет использоваться генератор с воздушным охлаждением. Генератор с воздушным охлаждением не использует водород в качестве охлаждающего агента, следовательно, отсутствует необходимость в предотвращении утечек водорода из подшипников генератора, газового хозяйства, оборудования подачи двуокиси

углерода для сброса водородного газа во время инспекций генератора. В результате снижаются строительные и эксплуатационные затраты, а также упрощается процедура регулярного технического обслуживания

Обычно генераторы с воздушным охлаждением ограничены по мощности в связи со значительными вентиляционными потерями. Генераторы с водородным охлаждением использовались для генераторов средней и высокой мощности. Однако, за последние годы технология снижения вентиляционных потерь достигла таких результатов, что эффективность генераторов средней мощности с воздушным охлаждением достигла показателей генераторов с водородным охлаждением и на сегодняшний день все большее распространение получают генераторы с воздушным охлаждением класса 200 мВт.

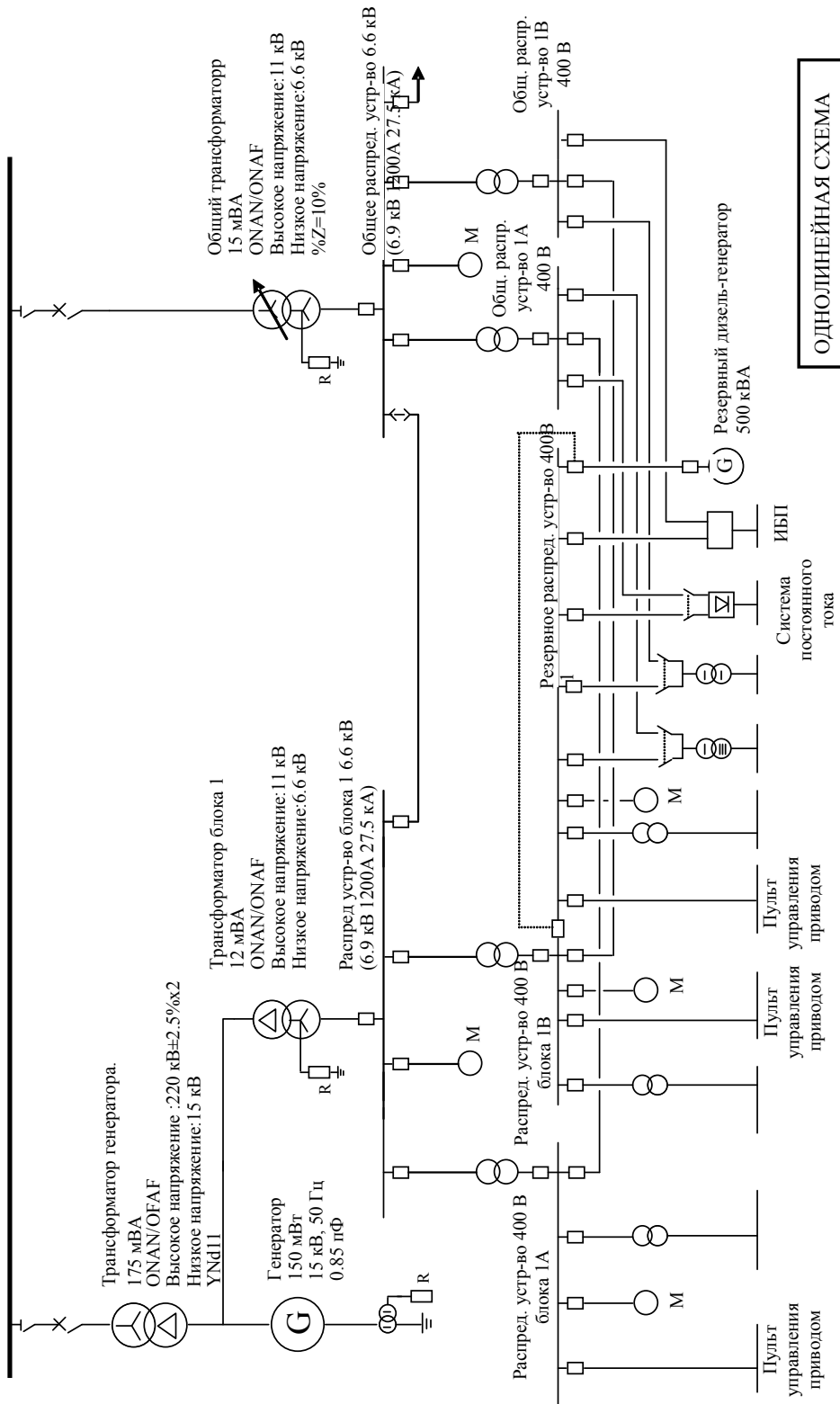
б) Электротехническое оборудование станции

Генератор соединяется с существующей шиной ОРУ 220 кВ через повышающий трансформатор. Однако, для этого потребуется расширение шины 220 кВ. В будущем, если будет возможность демонтировать существующее оборудование на фазе реализации данного проекта, то освободившееся место можно будет использовать для установки нового оборудования ТЭС.

Напряжение контуров высокого напряжения электростанции будет 6 кВ, поскольку электротехническое оборудование на 3 кВ более не производится ни в Республике Узбекистан, ни в соседних странах, а также для снижения потребления энергии вспомогательным оборудованием станции. Руководством станции было принято решение об использовании напряжения 6 кВ. Следовательно, распределительные устройства существующих блоков и новой станции соединяться не будут из-за разности напряжения контуров высокого напряжения вспомогательного оборудования.

На Рис. 1-5-7 изображена однолинейная схема новой станции. Конфигурация источников питания будет включать отдельный трансформатор блока и общий трансформатор для процедур запуска/останова/резервного питания. Трансформатор блока запитывается от главной цепи, а общий трансформатор запитывается от шины 220 кВ существующего ОРУ. Тем не менее, так же, как и для цепи генератора, потребуется расширение шины 220 кВ. Более экономичным вариантом будет соединение общего трансформатора к шине 110 кВ, поэтому данная возможность также будет пересматриваться при освобождении места для ОРУ 110 кВ на стадии реализации проекта.

Электроснабжение цепи низкого напряжения вспомогательного оборудования будет подаваться на ОРУ с распределительного устройства 6 кВ через вспомогательные трансформаторы. Мощность затем будет подаваться на станцию управления электродвигателями и на другое вспомогательное оборудование низкого напряжения. В качестве резервного источника питания для обеспечения возможности безопасного останова в случае прекращения подачи электроэнергии на станцию будет установлен дизель-генератор. ОРУ 400 В будет разделено на резервную шину и нормальную шину, при этом резервный дизель-генератор будет соединен с резервной шиной. Любое оборудование, требующее безопасного останова, будет соединено с данной резервной шиной и даже в случае потери электроснабжения на станции питание будет подаваться с резервного дизель-генератора через резервную шину.



Примечание:

ONAN - с естественным масляным/воздушным охлаждением
OFAP - с принудительным масляным/воздушным охлаждением

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ГЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-7 Однолинейная схема нового энергетического оборудования

7) Контрольно-измерительные приборы

На существующей станции котлы, турбины и генераторы управляются из отдельных мест, а вспомогательное оборудование будет контролироваться из одной диспетчерской. В частности, будет применяться цифровая контрольно-измерительная аппаратура. Диспетчерская будет располагаться между машинным залом и котельным отделением.

Контрольно-измерительные приборы – это цифровая система для измерения и управления, обладающая такими функциями, как мониторинг, системой управления с обратной связью и системой контроля над выполнением последовательности операций

Для снижения единиц контрольно-измерительного оборудования и централизации функций мониторинга и управления будет применяться система управления с использованием ЭЛТ. Для мониторинга будет установлен большой экран для централизованного отображения большого объема информации.

8) Оборудование линий электропередач и подстанций

a. Соединение нового генератора

Новый генератор будет подсоединен к существующей шине 220 кВ Ангренской ТЭС по следующим причинам:

Высокая номинальная мощность – 150 мВт, поэтому генератор способен отпускать энергию не только в регион, но и в сеть в целом.

Для подсоединения нового генератора к системе потребуется расширение существующей шины, но доступ к шине 110 кВ закрыт шиной 220 кВ и шиной 35 кВ, поэтому для подсоединения к шине 110 кВ также потребуется перемещение либо шины 220 кВ, либо шины 35 кВ. Это потребует проведения крупномасштабных работ и будет неэкономично.

b. Расположение соединения нового генератора с системой

Пустующая площадь для повышающего трансформатора №8 может служить кандидатом для площади для соединения нового генератора с сетью, но данный план предполагает перемонтирование повышающего трансформатора или устройства нового прерывателя и разделения функций, которые в настоящее время выполняются прерывателем, а именно соединение между шиной и обходной шиной. Следовательно, данный вариант не рассматривается, а шина будет расширена для подсоединения нового генератора.

(5) Общий план территории

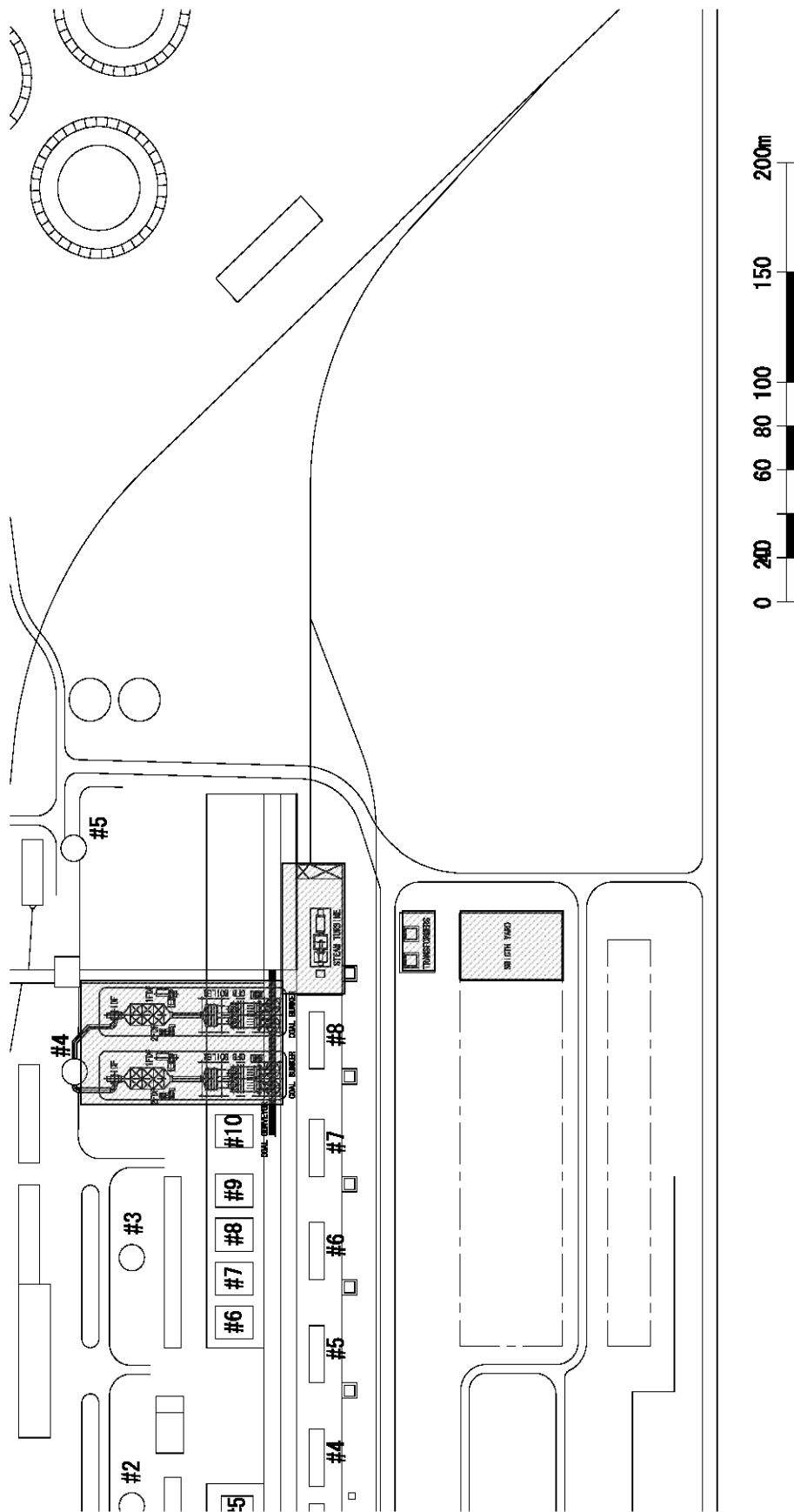
Было выяснено, что возможна установка новых котлов на месте существующих, поскольку котлы №№ 12 и 13 уже демонтированы, а существующий котел №11 находится на стадии демонтажа. Поэтому зеленая зона станции (см. Рис. Ниже) может эффективно использоваться новым оборудованием. Более того, существует возможность эффективного использования зон угольного склада и труб. Еще одно преимущество состоит в том, что протяженность соединительных труб может быть сокращена из-за близкого расположения площадки под новое оборудование паровой турбины и площадок существующего оборудования.

Заново монтируемые паровая турбина и оборудование генератора будут располагаться на площадке, соседствующей с площадкой существующей паровой турбины и оборудования генератора блока 8 внутри здания машинного зала, а также там, где ранее планировалось устройство паровой турбины и генератора блока №9. Было выяснено, что препятствий для реализации данного плана нет. Для реализации данного плана

требуется расширение здания турбинного зала, а воздушный компрессор, расположенный снаружи следует перенести. Было подтверждено, что реализация данного плана возможна. Предполагаемая площадка позволяет перенос существующего водозабора для конденсатора и системы сброса и расположена рядом с предполагаемой площадкой для устройства трансформатора, оборудования передачи энергии и прочего существующего оборудования, кроме этого протяженность трубопроводов может быть снижена. Поэтому данная площадка рассматривается как подходящая для установки новой паровой турбины и генератора. Диспетчерскую предполагается устроить между новыми турбиной и генератором и зданием котельной. Площадка, где будет располагаться новый трансформатор также прилегает к существующей площадке трансформатора, также как и новое оборудование передачи энергии расположено рядом с существующим оборудованием. Возможность реализации данного плана также была подтверждена.

Было согласовано, что специальное внимание будет уделено площадке расположения нового оборудования для сведения к минимуму длины трубопроводов и кабелей, соединяющих существующее оборудование, а также для сведения к минимуму неудобств при монтаже, погрузочно-разгрузочных работах, техническом обслуживании и инспекции.

На Рис. 1-5-8 изображена схема расположения нового оборудования



(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан
(Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Рис. 1-5-8 План расположения нового оборудования на промплощадке

(6) Улучшение качества окружающей среды

1) Текущее состояние окружающей среды

Заселенная зона вокруг Ангренской ТЭС расположена на удалении более 300 м, поэтому воздействие шума от работы оборудования не рассматривается. При реализации проекта модернизации, новое оборудование будет располагаться внутри существующих границ ТЭС. Необходимости в отводе дополнительных земель нет. Это исключает необходимость переселения, а также возможность воздействия на флору и фауну, связанную с подготовкой земель и вырубкой деревьев.

На данной площади нет концентрации промышленных предприятий, поэтому проблем, связанных с загрязнением окружающей среды не будет.

С топографической точки зрения промплощадка окружена горами. С метеорологической точки зрения качество воздуха обусловлено факторами, которые могут вызвать загрязнение окружающего воздуха, в частности, связанной с низкой скоростью ветра.

При последующем расширении вышеотмеченные факторы следует принять во внимание и потребуются изучение на основе моделирования состояния атмосферы.

При эксплуатации существующего оборудования отходящие газы и сточные воды подвергаются анализу на регулярной основе и принимаются меры по рациональному использованию окружающей среды.

2) Выброс парниковых газов

Новое предлагаемое оборудование позволяет улучшить тепловой КПД по сравнению с аналогичными показателями существующего оборудования при производстве схожих объемов тепловой и электрической энергии. Соответственно снижаются объемы потребления топлива и выброс двуокиси углерода. В Таблице 1-5-6 приведены результаты сравнения годового выброса двуокиси углерода при выработке энергии новым и существующим оборудованием.

Табл. 1-5-6 Снижение выброса парниковых газов при эксплуатации существующего и нового оборудования

Наименование	Существующее оборудование	Предлагаемое новое оборудование
Годовое потребление энергии (ТДж/год)	10,244	9,219
Годовой выброс парниковых газов (t-CO ₂ /год)	1,016,000	914,000
Годовое снижение выброса парниковых газов (t-CO ₂ /год)	102,000	

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Как видно из таблицы выше ежегодный выброс парниковых газов при внедрении нового оборудования может быть снижен на 100,000 т.

3) Загрязняющие вещества в атмосфере

В Таблице 1-5-7 приводятся результаты сравнения объемов выбросов загрязняющих атмосферу веществ при эксплуатации существующего и предлагаемого нового оборудования. Согласно результатам сравнения новое оборудование имеет лучшие показатели по всем загрязняющим веществам. Внедрение нового оборудования однозначно позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Табл. 1-5-7 Сравнение объемов выбросов в атмосферу при эксплуатации существующего и нового оборудования

Загрязняющее вещество	Существующее оборудование	Предлагаемое новое оборудование
Диоксид серы (кг/ч)	1,095 ^{*1,2}	195 ^{*1}
Диоксид азота(кг/ч)	166 ^{*3}	< 135
Пыль (кг/ч)	527 ^{*4}	23

*1: Содержание серы в угле принято за 1.0%.

*2: Рассчитано по формуле, предоставленной ГАК «Узбекэнерго»

*3: Предполагаемая концентрация окиси азота составляет 0.28г/Нм³ (коэффициент избытка воздуха: 1.4).

*4: Содержание золы в угле принято равным 13%, а коэффициент пылеулавливания – 96.3%.

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

Результаты таблицы выше указывают на то, что при использовании нового оборудования выбросы двуокиси серы снижаются примерно на 1/5, двуокиси азота – примерно на 20% и пыли – на 1/20. Следовательно, нагрузка на окружающую среду может быть значительно снижена.

(7) Предварительные эксплуатационные расходы

В Таблице 1-5-8 приведены эксплуатационные расходы, принятые в ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.). Однако эксплуатационные расходы не пересматривались с учетом последующего резкого повышения цен на материалы и оборудования (металлоконструкций в частности). Предполагается, что цены выросли на 30%. Тогда общие эксплуатационные расходы в условиях настоящего момента будут составлять примерно 28 млрд. Йен.

Табл. 1-5-8 Общие эксплуатационные расходы (по состоянию на декабрь 2005 г.)

Ед. изм.: тыс. Долл. США

Наименование	Стоимость
Затраты на строительство	193,269
Затраты на подготовку к эксплуатации	17,296
Процентная ставка во время строительства	3,041
Итого:	213,606

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

(8) Оценка

В целях эффективного использования богатых запасов угля в стране, в Республике Узбекистан проводится программа развития угольной промышленности в соответствии с Указом Президента Республики Узбекистан (2002 год). Однако имеются задержки с реализацией данной программы, в связи с чем она пересматривается. В ближайшем времени будет принята новая программа развития. Реализация данного проекта руководствуется данной политикой и направлена на стимулирование самостоятельности энергетического сектора в Республике Узбекистан и устойчивого экономического развития. Данный проект является одним из крупнейших,

реализуемых в Республике Узбекистан. В этом отношении важна реализация проекта в рамках кредита ОПР.

1.5.2 Талимарджанская ТЭС

(1) Обзор существующего энергетического оборудования

Талимарджанская ТЭС расположена в 599 км к юго-западу от г. Ташкента – столицы Республики Узбекистан. Существующее энергетическое оборудование работает на традиционных источниках энергии и включает один котел, работающий на газе, одну паровую турбину и один генератор.

Талимарджанская ТЭС была построена в 1991 году, но в коммерческую эксплуатацию была введена лишь в 2004 году из-за распада Советского Союза.

На рисунке ниже показано расположение Талимарджанской ТЭС:



Рис. 1-5-9 Расположение Талимарджанской ТЭС



Рис. 1-5-10 Талимарджанская ТЭС

(2) Эксплуатационные условия

После ввода в коммерческую эксплуатацию в 2004 году Талимарджанская ТЭС отпускала энергию в Республику Узбекистан в условиях базового режима работы. Кроме этого станция отпускает энергию в соседние государства – Республику Таджикистан и Республику Кыргызстан. Данная станция является одной из важнейших в Республике Узбекистан.

В качестве топлива на станцию поставляется газ с высоким содержанием метана, около 99% CH_4 ; газ поставляется с газового месторождения Шуртан, расположенного недалеко от электростанции.

В качестве охлаждающей среды используется вода из реки. Для охлаждения конденсатора паровой турбины используется прямоточная система охлаждения. В течение трех зимних месяцев наблюдается дефицит воды, поэтому для регулирования температуры сточных вод используется распылительная система. Выработанная мощность подается с существующей подстанции 220 кВ (воздушный выключатель) (по шести цепям).

На станции занято около 1,300 работников под руководством директора станции, Басидова Искандара Собитовича.

Основное оборудование произведено в России.

Большой экран ЭЛТ, производства компании Siemens установлен в операционном зале для мониторинга и управления оборудованием.

В ходе изучения выходная мощность генератора составляла 720 мВт, частота 49.17 Гц. Нами замерялась частота в течение 15 минут, но отметки в 50 Гц так и не достигла. Оборудование турбины всегда работает в зоне низкой частоты. Это негативно влияет на срок эксплуатации турбины и генератора.

Данная ситуация является результатом сложной ситуации в энергетическом секторе южной части Республики Узбекистан.

На Рис. 1-5-11 показана однолинейная схема существующего ОРУ.

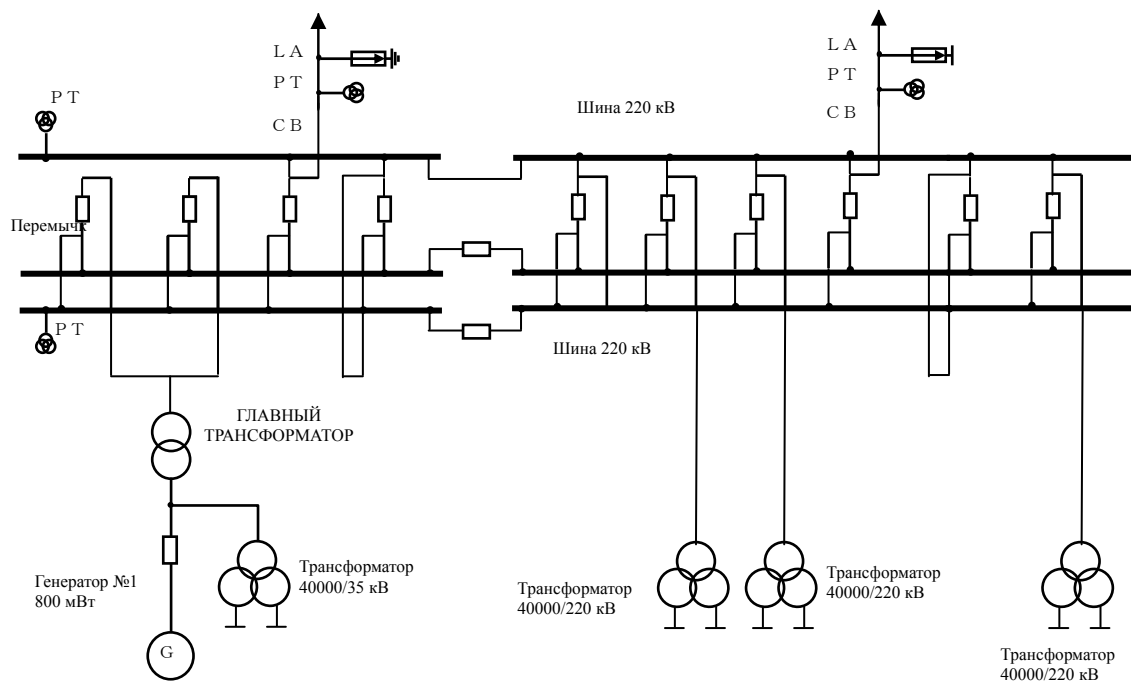


Рис. 1-5-11 Однолинейная схема существующего оборудования Талимарджанской ТЭС

(3) Обзор нового оборудования

На Талимарджанской ТЭС предполагается внедрение энергетического оборудования комбинированного цикла. Установленная мощность будет составлять 800 мВт. В настоящее время идет разработка ТЭО по данному проекту, включая конфигурацию вала.

Может рассматриваться как одновальная, так и многовальная конфигурация. Данный вопрос должен быть решен в соответствии с ТЭО.

Блоки №№ 1 и 2 нового генератора будут в основном работать на базовой нагрузке.

Подача вспомогательной энергии с нового генератора будет подаваться отдельным трансформатором каждого блока и трансформатором для запуска.

Талимарджанская ТЭС укрепляет систему энергоснабжения на юге Республики Узбекистан, а также обеспечивает отпуск энергии в соседние страны.

На Рис. 1-6-5 изображена однолинейная схема нового ОРУ

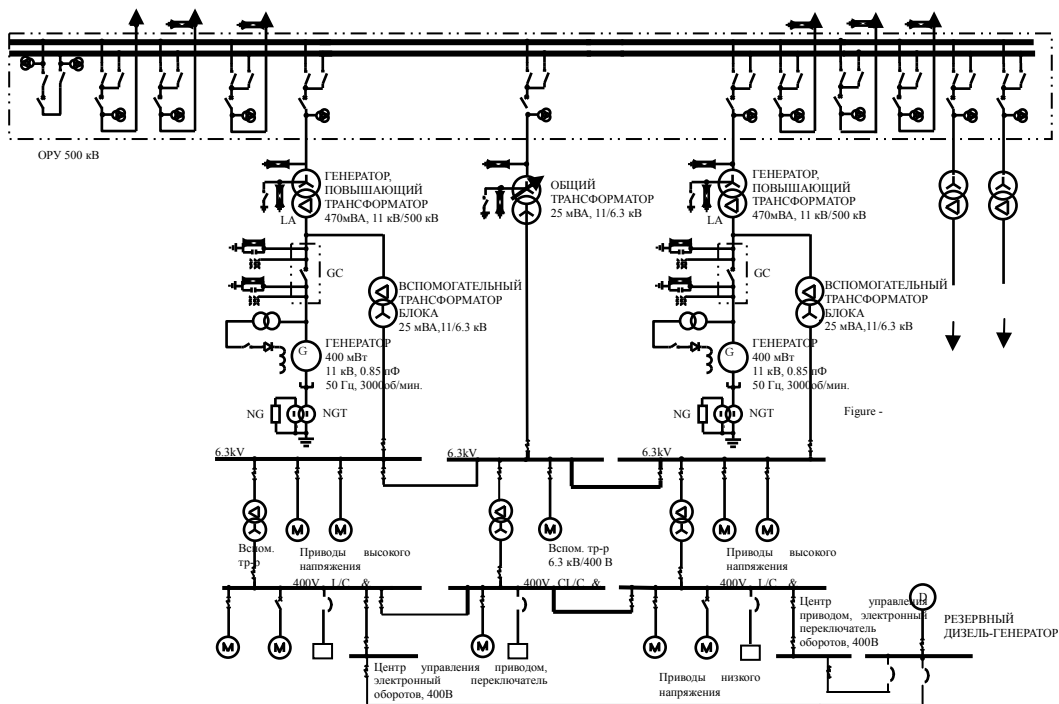


Рис. 1-5-12 Однолинейная схема новой станции

(4) Ситуационный план

План строительства Талимарджанской ТЭС включает строительство блока №4. В настоящее время был построен только блок №1. Имеется достаточно места для строительства нового оборудования.

Уже была закуплена площадка для строительства блоков до №4.

На рисунке ниже приведен план расположения оборудования Талимарджанской ТЭС.

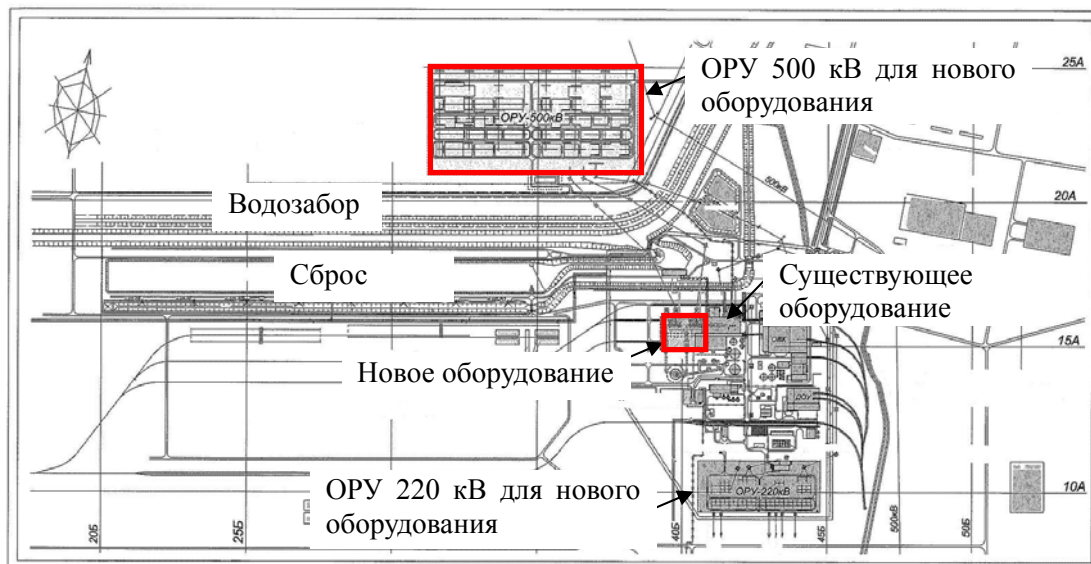


Рис. 1-5-13 План расположения Талимарджанской ТЭС

(5) План передачи энергии

Талимарджанская ТЭС занимает важное положение в энергетическом секторе Республики Узбекистан. В будущем на Талимарджанской ТЭС ожидается увеличение мощности. Основное проектное решение для трансформаторной подстанции 500 кВ уже завершено.

Предполагается, что строительство ЛЭП 500 кВ, соединяющей подстанцию Каракуль и подстанцию Гузар с Талимарджанской ТЭС, будет завершено в 2010 году. Стабильность и надежность системы Республики Узбекистан значительно улучшится с завершением строительства ЛЭП.

Более того, строительство общенациональной энергосистемы 500 кВ является весьма важным для соседних стран – Республики Туркменистан и Республики Таджикистан.

Место для строительства 500 кВ трансформаторной подстанции уже подготовлено.

В южной части Республики Узбекистан ситуация с распределением мощности особенно нестабильна.

Следовательно, расширение Талимарджанской ТЭС (газотурбинная установка на 800 мВт) будет способствовать улучшению ситуации с электроснабжением в южной части Республики Узбекистан, а также позволит увеличить объемы экспорта продукции в соседние страны.

(6) Текущее состояние окружающей среды

Жилые районы расположены вокруг Талимарджанской ТЭС на расстоянии примерно 1 км, поэтому воздействие шума от работающего оборудования не учитывается.

Во время реализации проекта модернизации станции новое оборудование может располагаться в границах существующей промплощадки. Это исключает необходимость переселения, а также возможность воздействия на флору и фауну, связанную с подготовкой земель и вырубкой деревьев.

Вокруг территории ТЭС имеются сельскохозяйственные угодья и проблем с загрязнением атмосферного воздуха не будет.

При эксплуатации существующего оборудования отходящие газы и сточные воды подвергаются мониторингу на регулярной основе и принимаются меры по рациональному использованию окружающей среды.

(7) Примерные эксплуатационные расходы

Предполагается, что установленная мощность нового оборудования будет составлять 800 мВт. Мощность газовой турбины составляет порядка 250 мВт. Следовательно, приблизительные эксплуатационные расходы будут составлять около 85-90 млрд. Йен.

(8) Оценка

План расширения Талимарджанской ТЭС является обещающим проектом, реализуемым в рамках кредита ОПР с точки зрения его важности для Республики Узбекистан и для соседних стран.

1.5.3 Теплоцентральный для города Ташкента

(1) Обзор нового оборудования

Обзор существующего оборудования теплоснабжения был приведен в Разделе 1.2.1. ГАК «Узбекэнерго» и Ташкентская теплоцентральный предложили план по установке в блоки 2, 4, 9 и 10 аналогичного оборудования класса 25 мВт – газовую турбину с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, который в настоящее время находится в процессе изучения.

В Таблице 1-5-9 приведен план монтажа в каждую теплоцентральный.

Выбор этих теплоцентральных для установки газовых турбин с системами производства

тепловой и электрической энергии основан на отсутствии ограничений, связанных с приобретением земель для строительства, соединении с сетью и поставками газа в качестве топлива.

В Ташкентской ТЭЦ котел для регенерации отходящего тепла предусмотрен для выработки тепла. В теплоцентрали, наоборот, котел регенерации отходящего тепла должен быть заменен водогрейным котлом для непосредственного производства горячей воды.

(2) Ситуационный план

Размеры площадки под строительство основного оборудования – одной газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии составляют 30 х 60 м. Ниже приведена схема расположения каждого блока. Согласно схеме, похоже, что только теплоэлектроцентраль №2 может вместить газовую турбину с системой производства тепловой и электрической энергии класса 25 мВт. Три установки планируется разместить на ТЭЦ-4, где есть достаточно места только для двух установок. Сложностей с другими двумя площадками нет. Выходит, что на каждой площадке можно установить по две установки. Необходимо проведение дополнительных исследований на основе более детального плана.

Табл. 1-5-9 План устройства газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии класса 25 мВт на каждой ТЭЦ

ТЭЦ	Требуемое количество турбин класса 25 мВт	Площадь установки	Возможность установки требуемого количества турбин
№2	2	30 х 60 м	Нет
№4	3	> 50 х > 60 м	Нет (только два комплекта)
№9	2	Для основного оборудования: 50 х 60 м Для вспомогательного оборудования: 50 х 40 м	Да
№10	2	80 х 150 м	Да

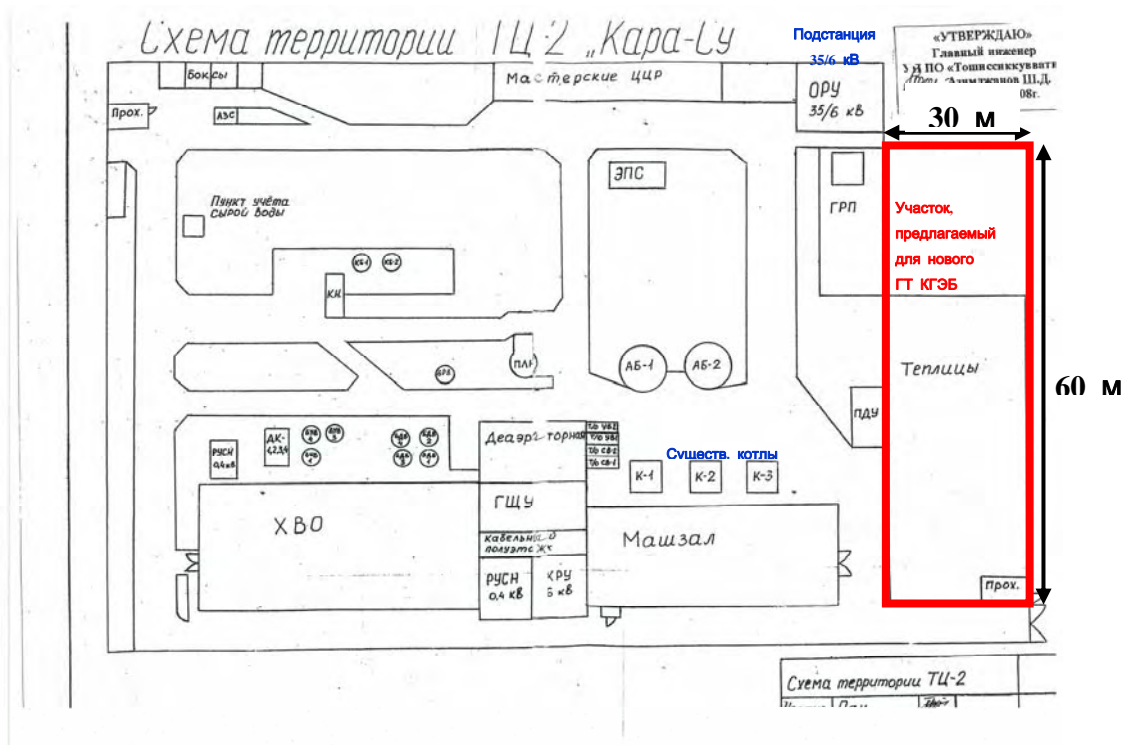


Рис. 1-5-14 Схема ТЭЦ-2

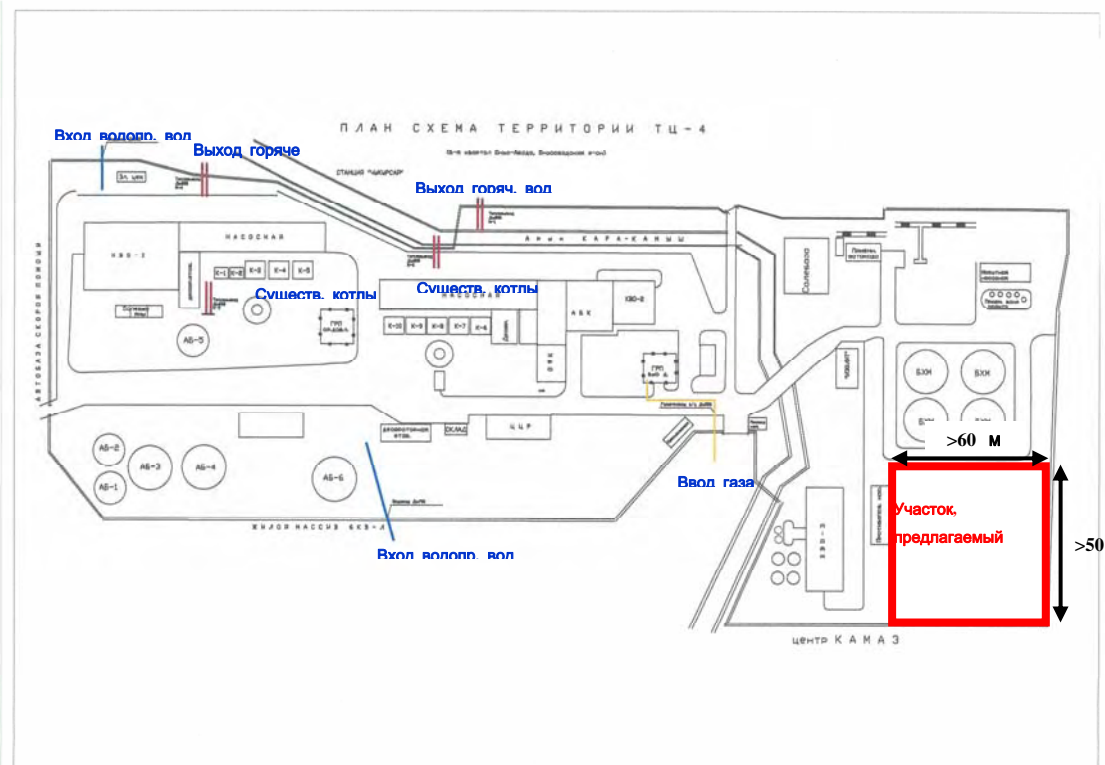


Рис. 1-5-15 Схема ТЭЦ-4

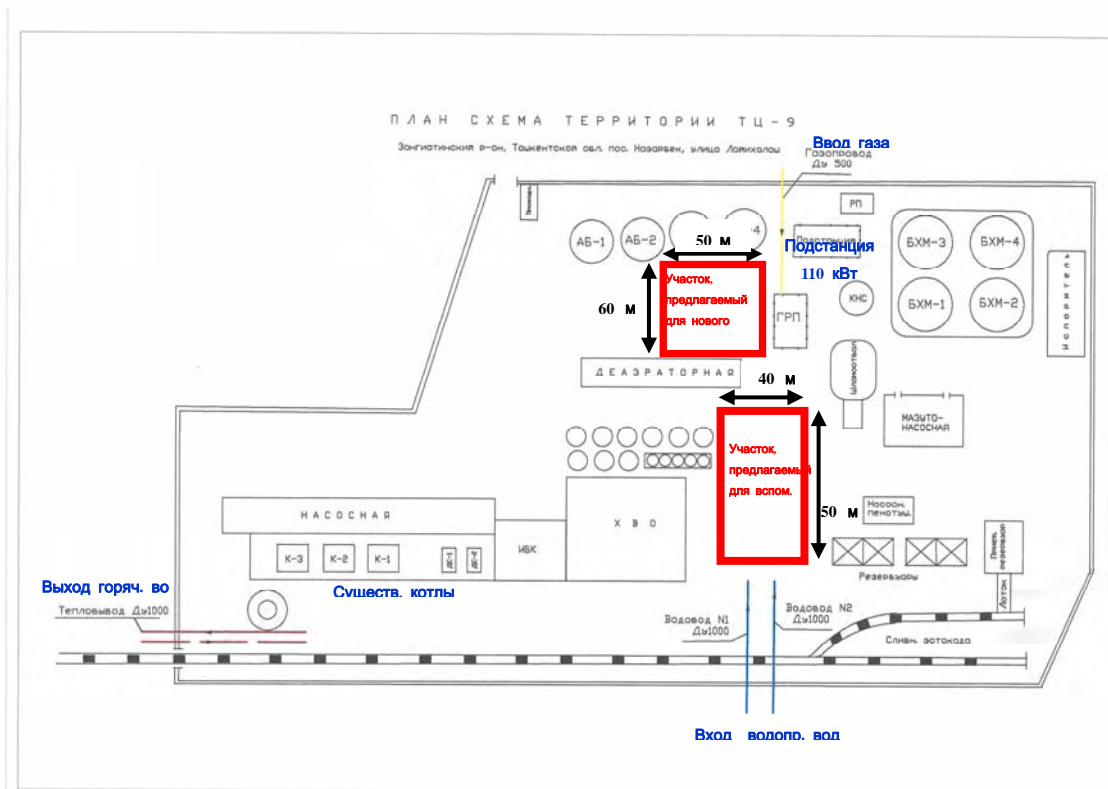


Рис. 1-5-16 Схема ТЭЦ-9

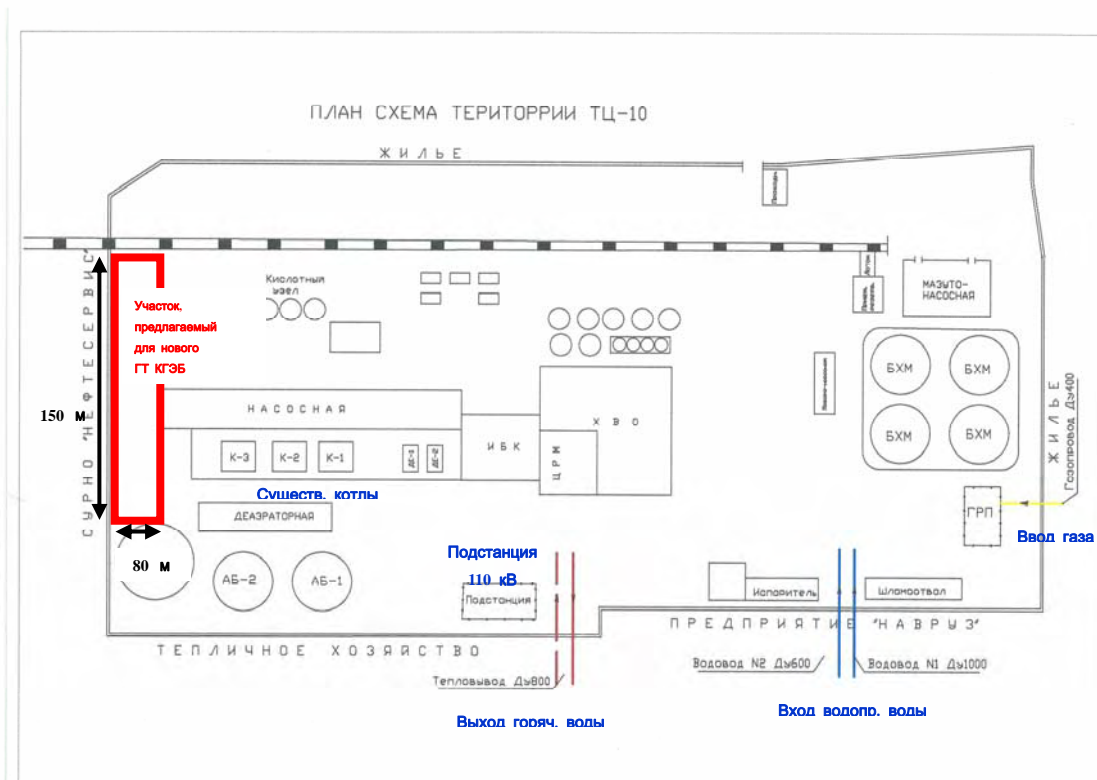


Рис. 1-5-17 Схема ТЭЦ-10

(3) План передачи энергии

ГАК «Узбекэнерго» уже поставляет электроэнергию через ЛЭП 110 кВ на ТЭЦ-4, 9, 10 (кроме ТЭЦ-2).

Следовательно, ГАК «Узбекэнерго» будет строить новую ЛЭП 110 кВ между ТЭЦ-2 и близлежащей станцией.

Сложностей с расположением нового ОРУ нет ни на одной ТЭЦ.

Текущие условия каждой ТЭЦ и прилегающих подстанция приведены ниже.

Табл. 1-5-10 Технические условия каждой ТЭЦ и прилегающих подстанций

ТЭЦ	Энергопоставляющая подстанция	Класс напряжения
№2	ЛЭП 110 кВ нет	35 кВ
№4	Энергия поставляется с ПС Бешкурган по ЛЭП 110 кВ	110 кВ / 35 кВ / 10 кВ / 6 кВ
№9	Энергия поставляется с ПС Назарбек по ЛЭП 110 кВ	110 кВ / 35 кВ / 6 кВ
№10	Энергия поставляется с ПС Шимоли-Гарбий по ЛЭП 110 кВ	110 кВ / 6 кВ

(4) Текущее состояние окружающей среды

В ходе реализации проекта, на трех ТЭЦ, а именно ТЭЦ-4, ТЭЦ-9 и ТЭЦ-10, новое оборудование может монтироваться на промплощадке существующего оборудования. Это исключает необходимость переселения, а также возможность воздействия на флору и фауну, связанную с подготовкой земель и вырубкой деревьев.

ТЭЦ-4 расположена близко к жилой зоне и здесь поступают жалобы по поводу шума при эксплуатации оборудования. Поэтому перед реализацией проекта по расширению и модернизации необходимо проведение мероприятий, снижающих уровень шума.

При эксплуатации существующего оборудования отходящие газы и сточные воды подвергаются анализу на регулярной основе и принимаются меры по рациональному использованию окружающей среды.

(5) Примерные эксплуатационные расходы

Предполагается, что эксплуатационные расходы при эксплуатации газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии класса 25 мВт будут составлять 55-60 млрд. Йен при учете текущих рыночных условий.

(6) Оценка

Как обсуждалось в Разделе 1.2.3, предполагается, что спрос на тепловую энергию в г. Ташкенте будет демонстрировать равномерный рост. Это потребует последовательной модернизации оборудования. Ввод в эксплуатацию газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии сосредоточиваясь на котлах, работающих на традиционном топливе, согласно Таблице 1-2-3, является весьма эффективным с точки зрения энергоснабжения и считается оптимальным выбором для Республики Узбекистан для крупномасштабной системы теплоснабжения. Однако, принимая во внимание недавние рыночные условия, необходимы значительные инвестиции при низких ценах на отпускаемое тепло. Большой прибыли ожидать не следует, равно как нельзя ожидать и экономических преимуществ на уровне частных инвестиций. Поэтому реализация настоящего проекта в рамках кредита ОПР является существенно важной.

Глава 2 Ташкентская теплоэлектроцентраль

2.1 Текущее состояние промплощадки проекта

2.1.1 Местоположение

Ташкентская теплоэлектроцентраль (здесь и далее Ташкентская ТЭЦ) расположена в 4.5 км от центра города Ташкента и 2 км к северу от Международного аэропорта «Ташкент» (см. Рис. 2-1-1). Теплоэлектроцентраль расположена в промышленной зоне, в которой также расположены предприятия текстильной промышленности, железной дороги, химические предприятия, прочие коммерческие организации, магазины. Кроме этого в данном районе расположены жилые многоквартирные здания. Ташкентская ТЭЦ расположена на западной стороне дороги, соединяющей аэропорт с центром города, на участке, простирающемся на 400 м с севера на юг и на 200 м с востока на запад.

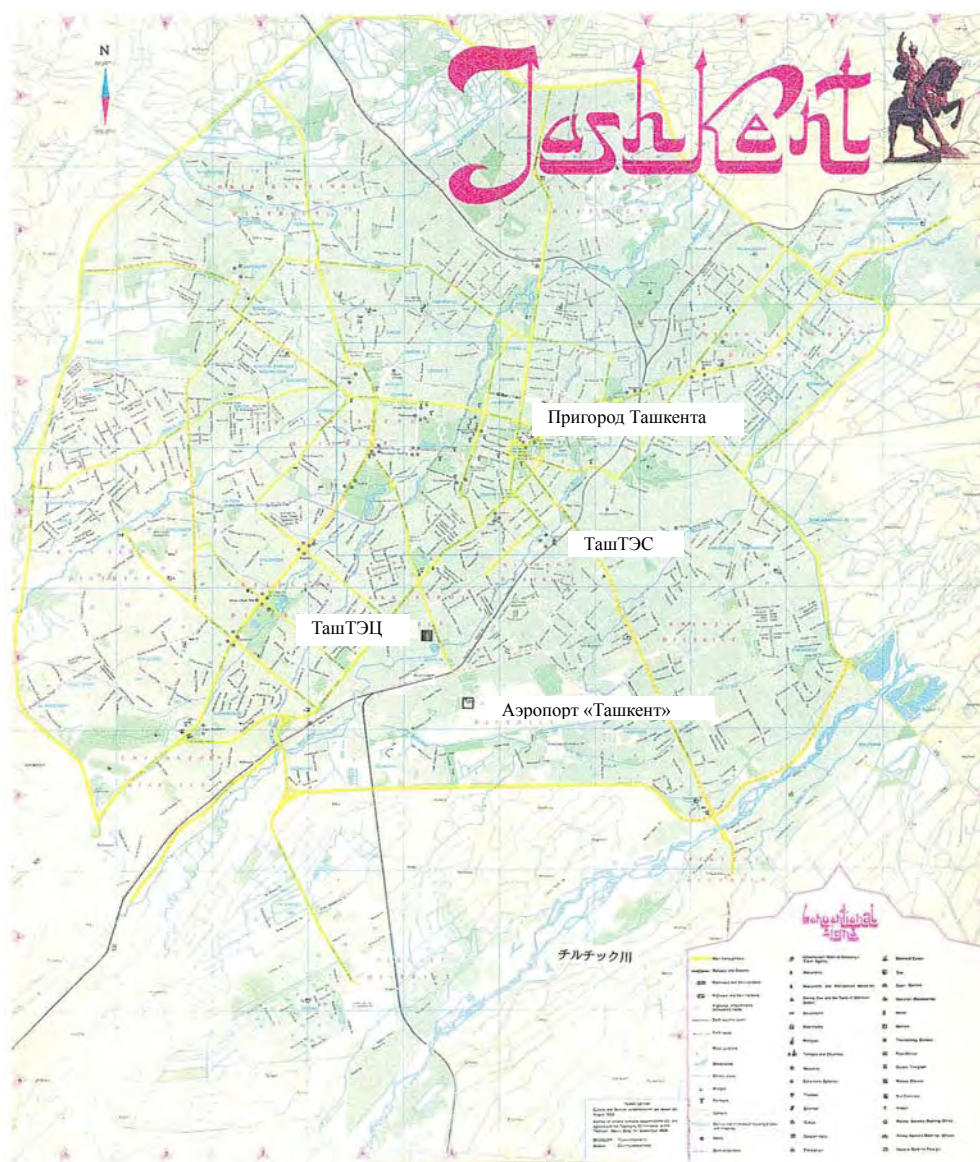


Рис. 2-1-1 Генеральный план теплоэлектроцентрали

2.1.2 Промплощадка проекта

Промплощадка данного проекта – это территория в юго-западной части территории ТЭЦ, ограниченная существующими водоочистными сооружениями на севере и текстильным комбинатом на юге. Ранее промплощадка использовалась в качестве угольного склада, которая в настоящее время освобождена с остатками угольного склада и железнодорожной веткой, используемой для транспортировки угля. Размеры площадки – 76 м с севера на юг и 195 м с востока на запад и планируется, что на площадке будет реализовываться два проекта, а именно: настоящий проект и проект, реализуемый NEDO (Организацией по разработке новой энергетической и промышленной технологии).

На ТЭЦ организована точка врезки в юго-восточной части территории, соединенная с системой подачи газа, а в зоне строительства зарезервирована площадка для монтажа оборудования газового хозяйства (например, газовых компрессоров), которые планируется использовать в рамках реализации проектов.

Линия электропередач 110 кВ первоначально была построена у восточной границы промплощадки и простиралась в направлении север-юг. В 2005 году она была перенесена в ее текущее местоположение на промплощадке с тем же направлением простирания.

2.1.3 Текущее состояние окружающей среды в районе промплощадки ТЭЦ

Поскольку промплощадка расположена в центре города Ташкента, в его промышленной части неподалеку от аэропорта и заселенных территорий, то особое внимание следует уделить контролю уровня шума.

Необходимо детально изучить расположение совместно с NEDO для реализации настоящего проекта. Принимая во внимание описанное выше, необходимо приобретение дополнительных земель. Но отвод земель – это приобретение промышленных, а не жилых.

Воздействия на животный и растительный мир не ожидается, поскольку земли уже освоены.

Проводятся мероприятия по охране и рациональному использованию природных ресурсов путем мониторинга выбросов на регулярной основе на каждой теплоэлектроцентрали. Выбросы газа, окиси серы, углерода отвечают требованиям норм, в то время как выбросы окислов азота их превышают.

В ходе дополнительного строительства необходимы дополнительные разработки, не позволяющие увеличивать объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух по всей ТЭЦ включая период демонтажа существующего оборудования.

Предварительное ТЭО и Оценка воздействия на окружающую среду проекта NEDO находятся на стадии утверждения соответствующими ведомствами Республики Узбекистан.

2.2 Эксплуатационные условия существующего оборудования

2.2.1 Обзор

Ташкентская ТЭЦ является одной из четырех теплоэлектроцентралей в подчинении ГАК «Узбекэнерго» и эксплуатируется в условиях хозрасчета. ТЭЦ производит и отпускает электрическую энергию и тепло (горячая вода и пар) потребляя в качестве топлива природный газ, поставляемый Ташгаз. ТЭЦ потребляет около 30% вырабатываемой электрической энергии в качестве вспомогательной мощности для собственного

оборудования, а остальная часть отпускается потребителям. Кроме этого ТЭЦ поставляет горячую воду в определенные районы города Ташкента для отопления домов и зданий и системы горячего водоснабжения. ТЭЦ отпускает вырабатываемый пар текстильному комбинату и другим предприятиям, расположенным вокруг ТЭЦ для их технологических нужд.

Пять паровых котлов (общей производительностью 415 т/ч), используемые для выработки энергии и подачи пара, были установлены за период между 1939 и 1955 гг., один паротурбогенератор (номинальная мощность 30 мВт) был установлен в 1954 году и семь водогрейных котлов (общая теплопроизводительность 650 Гкал/ч) были установлены за период между 1963 и 1969 гг. Все оборудование эксплуатируется по сегодняшний день. Оборудование теплоэлектроцентрали работает на природном газе и мазуте; природный газ поставляется Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» через предприятие «Ташгаз». Мазут не используется в качестве топлива с 1997 года.

Водогрейные котлы на ТЭЦ получают воду, поставляемую Ташводоканалом, а горячая вода поставляется теплоэлектроцентралью Таштеплоэнерго. Поскольку необходимости в центральном отоплении в домах и зданиях в течение периода с октября по март нет, ТЭЦ производит горячую воду только в течение этих зимних месяцев.

Часть электроэнергии, выработанная паротурбогенератором, потребляется на ТЭЦ для питания такого оборудования, как водяные насосы. Оставшаяся часть электроэнергии отпускается в энергосистему местной энергораспределительной компании Государственное предприятие ТашгорРЭС, находящееся в управлении ГЭК «Узбекэнерго», а также в международный аэропорт «Ташкент».

Пар, производимый паровыми котлами, подается на паровую турбину и используется для выработки электроэнергии. Давление части пара снижается для его последующего использования в качестве греющего пара для подогревателя горячей воды. Пар также подается в промышленные организации региона включая расположенный по соседству текстильный комбинат, деревообрабатывающую фабрику, сельскохозяйственный химический завод «Агрохимпласт», железную дорогу (Депо ремонта подвижного состава) и комбинат железобетонных изделий.

Ташкентская ТЭЦ была основана в 1936 году и первоначально предназначалась для производства пара для текстильного комбината, а ее эксплуатация началась в 1939 году. Дополнительный котел был установлен в 1948 году для увеличения мощности ТЭЦ. Предприятие принадлежало Министерству легкой промышленности до тех пор, пока не было объединено с Министерством энергетики и электрификации в 1951 году. После модернизации в том же году мощность теплоэлектроцентрали составляла 30 мВт. Новые котлы добавлялись поочередно в течение следующих 7 лет и находятся в эксплуатации по сей день.

В зависимости от оборудования, после эксплуатации в течение от 40 до 70 лет, существующее оборудование в значительной степени изношено.

2.2.2 Планировка теплоэлектроцентрали

Планировка Ташкентской ТЭЦ показана на Рис. 2-2-1. Территория ТЭЦ разделена на четыре основные зоны. Оборудование по выработке электроэнергии и подачи пара включая турбину и генератор, а также паровые котлы, расположено в северной части основного корпуса, расположенного в центральной части зоны. Территория слева от зоны оборудования по выработке электроэнергии включает в себя трансформаторы и оборудование силового распределительного устройства, повышающее напряжение и отпускающее электричество. Северная часть занята водогрейными котлами и отпускающим оборудованием, используемым для нагрева очищенной воды для городского потребления до указанной температуры и отпуска ее через насосы.

Водоочистные сооружения расположены в зоне на другой стороне главного корпуса, через подъездную дорогу, идущую в направлении восток-запад к югу от главного корпуса. Южная сторона водоочистных сооружений раньше была занята угольным складом и зоной разгрузки и в настоящее время выбрана в качестве промплощадки для реализации настоящего проекта.



Рис. 2-2-1 Генеральный план Ташкентской ТЭЦ

2.2.3 Технические условия основного оборудования

(1) Система

Ташкентская ТЭЦ является типичной теплоэлектроцентралью, одновременно вырабатывающей два вида вторичной энергии из одного типа первичной. Для выработки достаточных объемов пара, требуемого для одного отбирающего конденсирующего паротурбогенератора номинальной мощностью 22.5 мВт, на ТЭЦ

установлено пять котлов включая резервный (давление пара и температура на выходе перегревателя составляют 32-36 кг/см²г и 420-425°С соответственно). Номинальная мощность парового турбогенератора первоначально составляла 30 мВт на момент ввода в эксплуатацию, однако, этот показатель был снижен до 22.5 мВт после того, как водородная система охлаждения турбогенератора была заменена на воздушную.

После того, как пар из котлов поступает на паровую турбину и используется для выработки электроэнергии, он подается в конденсатор пара и обращается в воду. Конденсированная вода проходит через насос конденсатора, деаэратор и питающий насос котла, а затем повторно используется в качестве питающей воды для котлов. Пар, отобранный на средней стадии паровой турбины (давление 9 кг/см²г, температура 320°С), отпускается на текстильный комбинат и другие предприятия района для технологических нужд.

Одним из преимуществ данной системы является то, что она использует воду городской системы водопотребления в качестве охлаждающей воды для конденсатора паровой турбины. Данная особенность значительно улучшает эффективность процесса преобразования энергии системы, поскольку значительные объемы энергии бросового тепла от паровой турбины эффективно восполняются, а не теряются за пределами системы.

Вода, поступающая для производства горячей воды (максимальная производительность 3,200 м³/ч), очищается ионообменной смолой для обеспечения соответствующего качества воды после того, как она используется в конденсаторе паровой турбины для восполнения тепловой энергии из бросового тепла паровой турбины.

Очищенная вода затем поступает на нагреватель горячей воды, в котором она нагревается до температуры около 70°С с использованием пара от паровой турбины или ее давление снижается после выработки паровыми котлами.

Вода затем нагревается до температуры 100-150°С в котлах горячей воды (общая производительность 650 Гкал/ч) по мере необходимости.

Имеется две емкости для хранения воды объемом 3,000 м³ каждая, соединенных с системой трубопроводов между нагревателями горячей воды и котлами горячей воды, которые служат в качестве накопителей. В случае если отпускаемой ТЭЦ воды недостаточно в случае резкого изменения потребления, данные накопители компенсируют подобные изменения. Система ТЭЦ также включает систему трубопроводов горячей воды и комплект оборудования системы подготовки горячей воды. На Рис. 2-2-2 изображен схематический чертеж существующей системы на Ташкентской ТЭЦ.

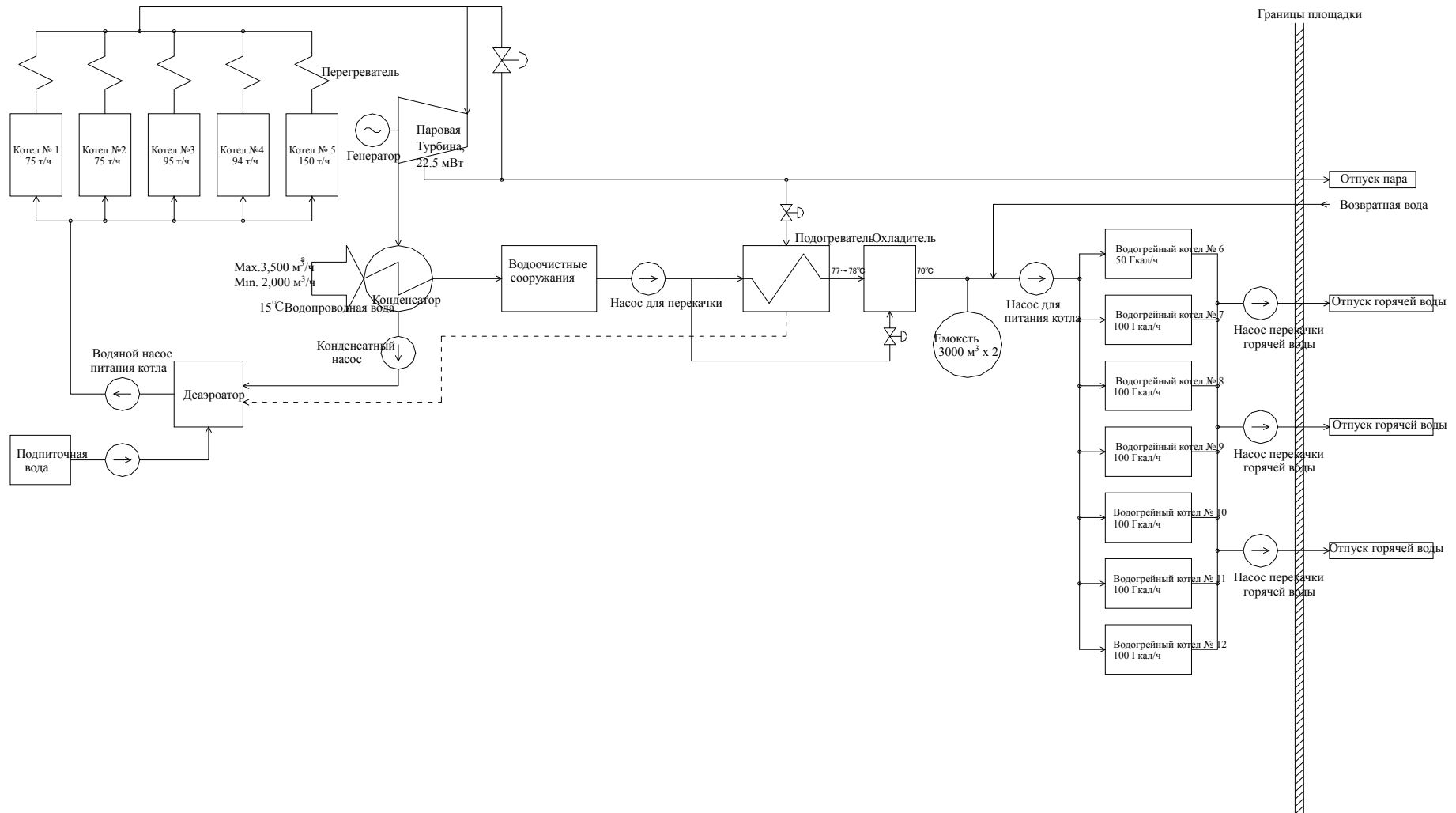


Рис. 2-2-2 Схематический чертеж системы Ташкентской ТЭЦ

(2) Технические характеристики основного оборудования

Ниже приведены технические характеристики основного оборудования, установленного на Ташкентской ТЭЦ.

1) Паровые котлы

Первый котел был смонтирован в 1939 году, а последующие устанавливались поочередно. Самый новый паровой котел, пятый по счету, был установлен в 1955 году. Первичные спецификации всех паровых котлов приведены в Таблице 2-2-1.

Табл. 2-2-1 Первичные спецификации паровых котлов

Номер блока	Ед. изм.	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5
Тип	-	Горелка с водяным охлаждением, сжигание природного газа в начале цикла, котел с естественной циркуляцией (закрытый)				
Вентиляция	-	Сбалансированная вентиляция				
Топливо	-	Природный газ /мазут	Природный газ /мазут	Природный газ	Природный газ	Природный газ /мазут
Характеристика производительности	т/ч	60	60	70	75	150
Давление пара (на выходе из пароперегревателя)	МПа (кг/см ²)	3.14 (30.8)	3.14 (30.8)	3.43 (33.6)	3.53 (34.6)	3.33 (32.7)
Температура пара (на выходе из пароперегревателя)	°С	425	425	425	420	420
Температура питающей воды	°С	105	105	105	105	105
Ввод в коммерческую эксплуатацию	Год	1939	1939	1948	1954	1955

2) Генераторное оборудование паровой турбины

Оборудование паровой турбины было построено и введено в эксплуатацию в 1954 году, т.е. в том же самом году, когда на ТЭЦ был установлен четвертый котел, и находится в эксплуатации по сегодняшний день. В Таблицу 2-2-2 сведены первичные спецификации оборудования паровой турбины. Как описывалось выше, номинальная мощность генератора на момент монтажа составляла 30 мВт, но позже была снижена до 25 мВт из-за замены водородной системы охлаждения на воздушную.

Табл. 2-2-2 Первичные спецификации паротурбогенератора

а. Паровая турбина

Тип	Одновальная, с осесимметричным потоком, конденсирующая турбина с регулируемым отбором пара
Количество блоков	1
Характеристика производительности	22,500 кВт
Параметры пара на входе в турбину	2.75 МПа-г(27.0 кг/см ² г), 400°С
Параметры пара на отборе	9 кг/см ² г, 320°С

Параметры пара для собственных нужд	7 кг/см ² г, 270°С
Максимальное поступление пара (на входе в турбину)	350 т/ч
Максимальный отбор пара	300 т/ч
Вакуум в конденсаторе	0.05 ата

б. Генератор

Тип	Синхронный, с воздушным охлаждением
Количество блоков	1
Характеристика производительности	37,500 кВ·А
Напряжение	6,000 В
Количество клемм	2
Скорость вращения	3,000 об/мин
Возбуждение	Вращающееся возбуждение (постоянный ток)
с. Начало промышленной эксплуатации	1954

(источник) Ташкентская ТЭЦ

3) Водогрейные котлы

Всего на ТЭЦ было построено семь водогрейных котлов (общей производительностью 650 Гкал/ч) после монтажа шестого котла (50 Гкал/ч) в 1963 году для отпуска горячей воды в предприятия водоканала для ее последующего распределения на нужды отопления и горячего водоснабжения. Самый последний котел ТЭЦ, двенадцатый по счету (производительность 100 Гкал/ч) был установлен в 1969 году. Первичные спецификации водогрейных котлов приведены в Таблице 2-2-3.

Табл. 2-2-3 Первичные спецификации водогрейных котлов

Номер блока	Ед. изм.	К-6	К-7	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12
Тип	-	Горелка с водяным охлаждением, сжигание природного газа в начале цикла, котел с естественной циркуляцией (закрытый)						
Вентиляция	-	Сбалансированная вентиляция						
Топливо	-	Природный газ	Природный газ	Природный газ	Природный газ	Природный газ /мазут	Природный газ /мазут	Природный газ /мазут
Характеристика производительности	Гкал/ч	50	100	100	100	100	100	100
Давление горячей воды (на выходе)	мПа (кг/см ²)	2.5 (24.5)	2.0 (19.6)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)
Температура горячей воды (на выходе)	°С	150	150	150	150	150	150	150
Температура горячей воды (на входе)	°С	70	70	70	70	70	70	70
Ввод в коммерческую эксплуатацию	Год	1963	1965	1965	1966	1967	1968	1969

(источник) Ташкентская ТЭЦ

(3) Общая продолжительность эксплуатации и текущая производительность котлов и турбогенераторов

В Таблице 2-2-4 приведены данные по общей продолжительности эксплуатации и текущей производительности пяти паровых котлов, семи водогрейных котлов и одного турбогенератора.

Данные указывают на то, что возраст всех паровых генераторов и турбины составляет от 40 до 70 лет, а ресурс – от 350 до 415 тыс. часов. Водогрейные котлы тоже находятся в эксплуатации в течение от 40 до 46 лет с момента их ввода в эксплуатацию, а общий ресурс каждого котла достиг показателей 102-124 тыс. часов.

В то время, как оборудование стареет и изнашивается, все оборудование за исключением паротурбогенератора имеет ту же производительность, какая была на момент установки. С точки зрения того, что как паровые, так и водогрейные котлы обладают большей производительностью, чем требуется, эти котлы вероятно можно продолжать эксплуатировать в течение дальнейших 15 лет, чередуя их в процессе выработки энергии и обеспечивая необходимый ремонт и техническое обслуживание.

Основным топливом для работы ТЭЦ являлся природный газ и до 1996 года добавлялось небольшое количество мазута. С 1997 года ТЭЦ работает только на природном газе.

Табл. 2-2-4 Общая продолжительность эксплуатации и текущая производительность котлов и турбины

Номер блока		Производительность после монтажа	Топливо	Начало промышленной эксплуатации (год)	Общая продолжительность эксплуатации (по состоянию на 1.1.2009)(тыс. час)	Текущая производительность
Паровой котел	К-1	60 т/ч	Природный газ/мазут	1939	414,962	60 т/ч
	К-2	60 т/ч	Природный газ/мазут	1939	411,158	60 т/ч
	К-3	70 т/ч	Природный газ	1948	372,111	70 т/ч
	К-4	75 т/ч	Природный газ	1954	351,318	75 т/ч
	К-5	150 т/ч	Природный газ/мазут	1955	367,457	150 т/ч
Водогрейный котел	К-6	50 Гкал/ч	Природный газ	1963	101,675	50 Гкал/ч
	К-7	100 Гкал/ч	Природный газ	1965	115,675	100 Гкал/ч
	К-8	100 Гкал/ч	Природный газ	1965	120,043	100 Гкал/ч
	К-9	100 Гкал/ч	Природный газ	1966	116,302	100 Гкал/ч
	К-10	100 Гкал/ч	Природный газ/мазут	1967	120,848	100 Гкал/ч
	К-11	100 Гкал/ч	Природный газ/мазут	1968	123,887	100 Гкал/ч
	К-12	100 Гкал/ч	Природный газ/мазут	1969	110,660	100 Гкал/ч
Паровая турбина		30МВт	-	1954	411,371	22.5 мВт

(источник) Ташкентская ТЭЦ

(4) Обзор электротехнического оборудования на Ташкентской ТЭЦ

Поскольку Ташкентская ТЭЦ находится в эксплуатации уже в течение 70 лет наблюдается значительное ухудшение параметров.

Изношенность такого оборудования, как релейная защита, электропроводка, инструментарий на ТЭЦ особенно значительна.

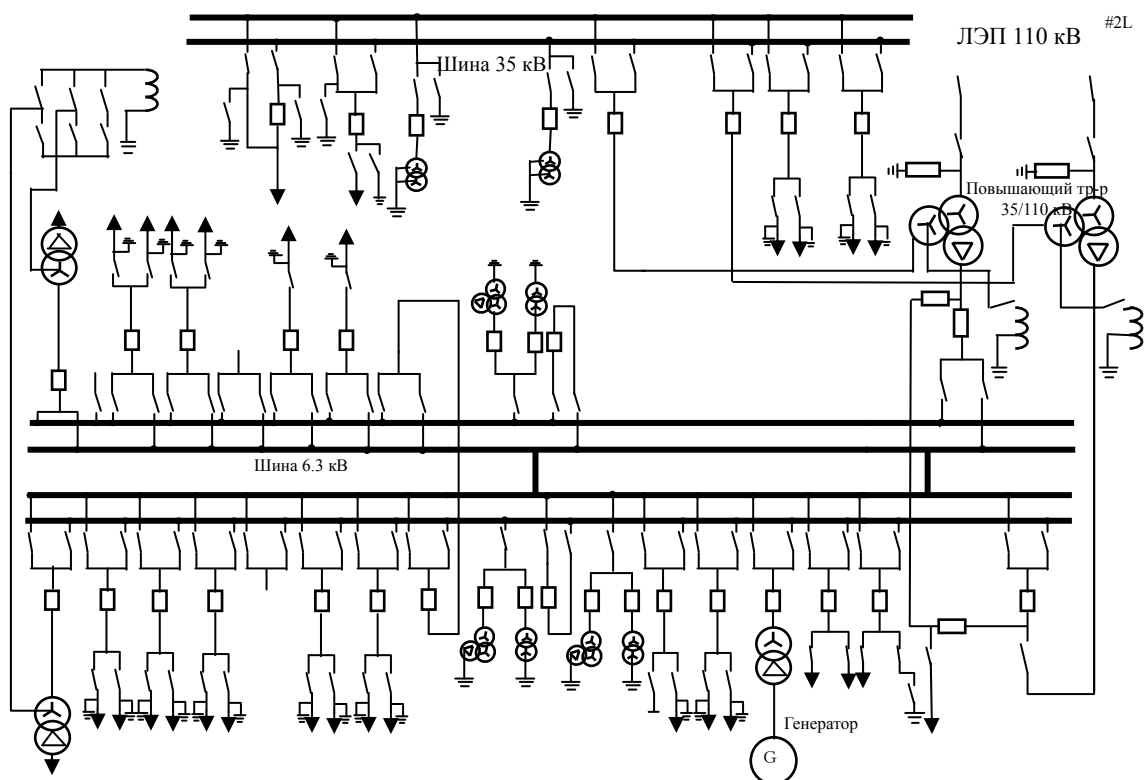


Рис. 2-2-3 Однолинейная схема существующей ТЭЦ

Электрическая энергия, вырабатываемая Ташкентской ТЭЦ, отпускается потребителям по ЛЭП, соединяющим Ташкентскую ТЭЦ. На Рис. 3-5-1 показана однолинейная схема существующего ОРУ Ташкентской ТЭЦ. Выработанная электроэнергия передается по системам передачи электроэнергии 6 кВ, 35 кВ и 110 кВ. Существующие генераторы соединены с шиной 6 кВ, и с ЛЭП 35 кВ, 110 кВ через повышающие трансформаторы. Шины 6 кВ и 110 кВ соединены через трансформаторы. Более того, шины 35 кВ и 6 кВ шины являются двойной системой шин.

С шины 35 кВ Ташкентской ТЭЦ электрическая энергия напрямую отпускается на текстильный комбинат и международный аэропорт «Ташкент». Более того, с шины 6 кВ электроэнергия подается на соседнюю подстанцию по ЛЭП Л-1, 2 110 кВ.

Следовательно, около 13 мВт потребляется самой ТЭЦ для собственных нужд, а оставшиеся 10 мВт отпускаются на соседние предприятия, международному аэропорту «Ташкент» и населению через подстанцию или в другие районы через энергетическую систему.

2.2.4 Эксплуатационные параметры существующей Ташкентской ТЭЦ

(1) Выработка электрической энергии и пара/горячей воды за последние 10 лет

1) Выработанная мощность, выработанная электрическая энергия и произведенная горячая вода/пар за последние 10 лет

На Рис. 2-2-4 и в Таблице 2-2-5 приведены данные по объемам выработки электроэнергии, горячей воды и пара за последние 10 лет.

- Максимальная вырабатываемая выходная мощность составляла от 22.9 мВт до 24.2 мВт, что превышало номинальную мощность в 22.5 мВт. Минимальная вырабатываемая выходная мощность составляла от 9.0 до 17.7 мВт по году.
- Выработка электроэнергии была стабильной, в пределах 150-175 гВт·ч, без особых отклонений, за исключением 2006 года, когда данный показатель снизился до 124.4 мВт·ч.
- Аналогично, в выработке горячей воды/тепла за последние 10 лет особых отклонений не наблюдалось. Выработка оставалась в диапазоне $1,620-1,910 \times 10^3$ Гкал.
- Выработка пара, напротив, демонстрировала значительный спад с 245.7×10^3 Гкал в 1999 году до 28.6×10^3 Гкал в 2008 году.
- В 2008 году производство горячей воды составляло $1,623 \times 10^3$ Гкал, выработка электрической энергии – 162 ГВт (1,394 $\times 10^3$ Гкал), пара – 29×10^3 Гкал с общим показателем в $1,791 \times 10^3$ Гкал. Из общего объема выработанной энергии, выработка горячей воды составляла 90.6%, а выработка электрической энергии и пара составляли 7.8% и 1.6% соответственно.

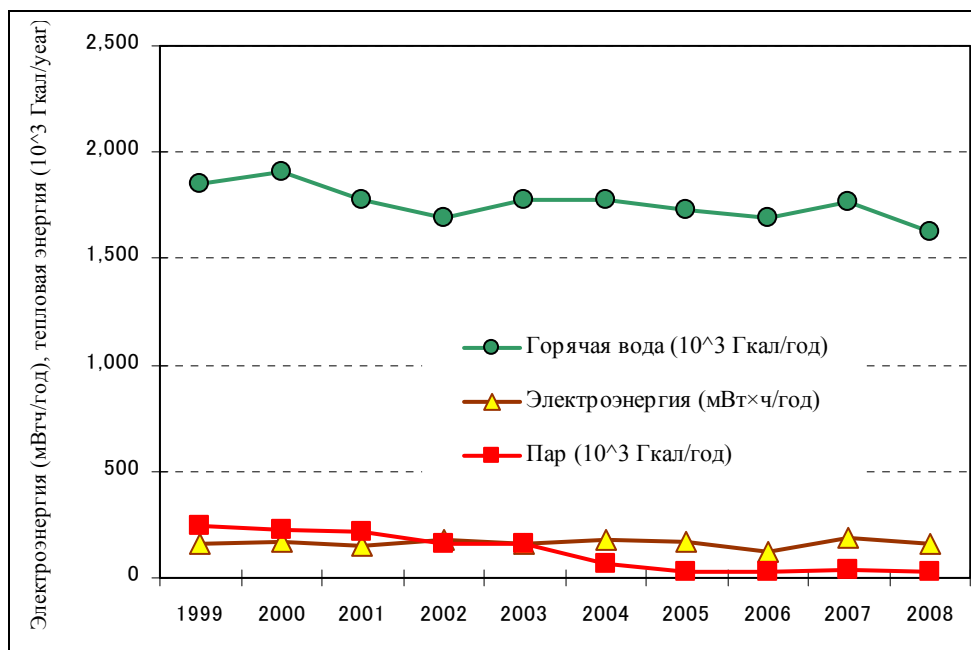


Рис. 2-2-4 Выработка электрической энергии, горячей воды/пара за последние 10 лет

Табл. 2-2-5 Выработка электрической энергии, горячей воды/пара за последние 10 лет

Год	Мощность (мВт)		Электроэнергия (ГВт·ч)	Горячая вода (10 ³ Гкал)	Пар (10 ³ Гкал)
	Max.	Min.			
1999	23.0	9.0	160.386	1,853.6	245.7
2000	23.0	13.5	165.600	1,908.2	224.6
2001	23.8	14.8	150.070	1,772.0	216.2
2002	23.8	13.8	175.494	1,695.3	159.4
2003	22.8	15.5	155.839	1,777.2	163.2
2004	22.9	15.5	174.483	1,773.5	65.9
2005	24.2	16.0	168.599	1,729.3	31.0
2006	23.7	15.6	124.361	1,693.0	29.7
2007	23.7	17.7	191.849	1,769.1	36.7
2008	23.9	14.0	162.082	1,623.0	28.6

(источник) Ташкентская ТЭЦ

2) Месячная выработка электрической энергии, горячей воды/

В Таблице 2-2-6 приведены данные по месячной выработке электрической энергии и горячей воды/пара за 2008 год.

На Рис. 2-2-5 показан график месячной выработки электрической и тепловой энергии за час (Гкал/ч) в 2008 году, рассчитанной как частность месячной теплотворной способности и общего времени эксплуатации в каждом месяце (произведение количества дней и 24 часов). В течение периода с апреля по август, когда водогрейные котлы летом временно отключены, общая выработка 90-100 Гкал/ч использовалась исключительно паровыми котлами. Наибольшие показатели выработки тепла зарегистрированы в январе и феврале, когда совокупное производство водогрейных и паровых котлов составляло 420 Гкал/ч, т.е. более, чем в четыре раза по сравнению с летними месяцами.

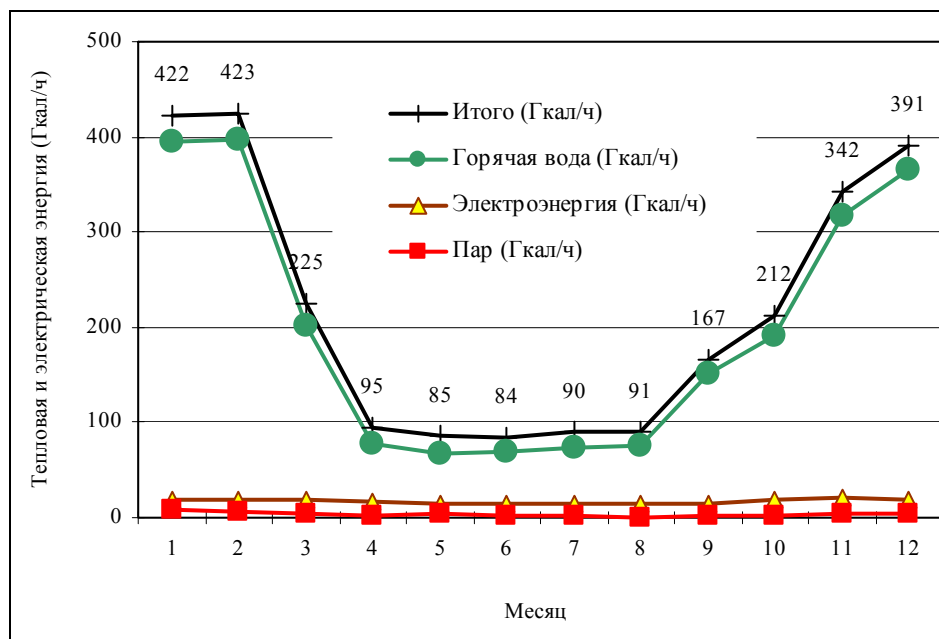


Рис. 2-2-5 Ежемесячная выработка электрической и тепловой энергии за час (Гкал/ч) в 2008 году

На Рис. 2-2-6 изображен график месячной выработки электрической энергии (мВт) по часу (мВт·ч) в 2008 году, рассчитанный как частность электроэнергии, выработанной за 1 месяц и общего времени эксплуатации в каждом месяце (произведение количества дней и 24 часов). Поскольку выработка электроэнергии в течение зимних месяцев превышала номинальную мощность генератора (22.5 мВт) из-за высокого спроса на тепловую энергию, летом объемы выработки сокращались до 16 мВт.

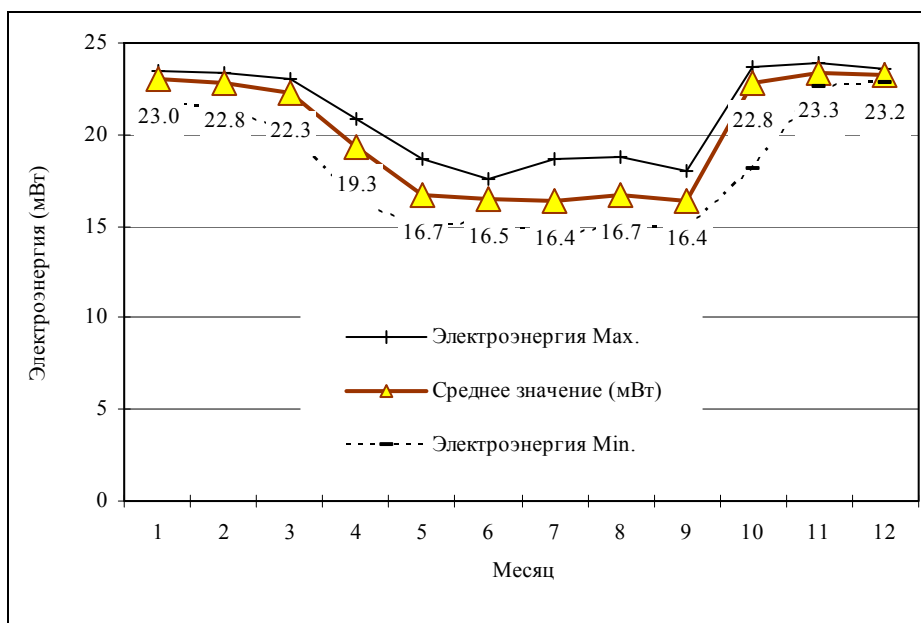


Рис. 2-2-6 Месячная выработка электрической энергии в 2008 году

Табл. 2-2-6 Месячная выработка электрической энергии в 2008 году

Месяц	Мощность (мВт)		Электроэнергия (ГВт·ч)	Горячая вода (10 ³ Гкал)	Пар (10 ³ Гкал)
	Мах.	Мин.			
1	23.5	21.6	17.14	293,748	5,830
2	23.4	21.5	15.86	276,521	4,591
3	23.0	20.0	16.59	149,643	3,616
4	20.8	16.4	13.89	55,674	1,127
5	18.7	14.8	12.46	50,299	2,549
6	17.6	15.3	11.86	49,652	955
7	18.7	14.4	12.22	55,308	1,023
8	18.8	15.1	12.42	56,600	592
9	18.0	14.9	5.45	50,400	441
10	23.7	18.1	10.13	84,433	799
11	23.9	22.6	16.80	228,421	3,662
12	23.6	22.8	17.27	272,338	3,425

(источник) Ответы, предоставленные ГАК «Узбекэнерго» в ходе опроса

- (2) Эксплуатационные условия турбогенератора, парового и водогрейного котлов
- 1) Время эксплуатации, произведенное тепло и выработанная электрическая энергия за последние 5 лет
Данные по времени эксплуатации, произведенному теплу и выработанной электрической энергии по каждому виду оборудования сведены в Таблице 2-2-7.
В Таблице 2-2-8 приведены данные по потреблению топлива паровыми турбинами и

водогрейными котлами за последние 5 лет.

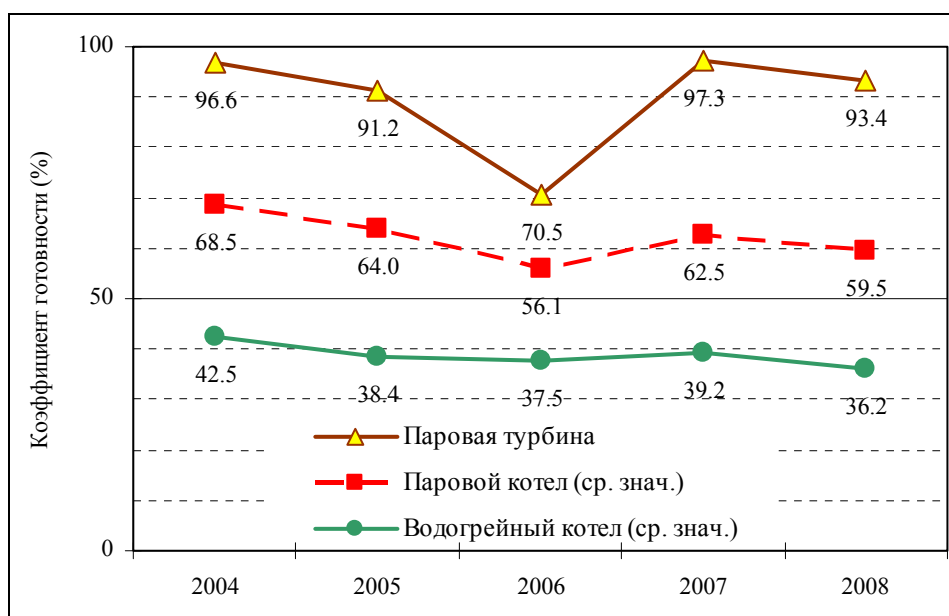
На Рис. 2-2-7 и 2-2-8 изображены графики готовности оборудования по году (годовая эксплуатация / 8,760 x 100%) и среднегодовой коэффициент нагрузки (годовой отпуск тепла / годовая эксплуатация / номинальная мощность x 100%), рассчитанные на основе эксплуатационных данных, приведенных выше.

Средняя готовность паротурбогенератора за последние 5 лет составляет 90%, а средний коэффициент нагрузки – 93%. Данные показатели указывают на значительно более высокую загрузку турбогенератора, чем на других электростанциях.

Средняя готовность паровых котлов в течение последних 5 лет составляет 62%, а средний коэффициент нагрузки – 73%. Поскольку эти котлы подают пар на паровую турбину, общая готовность всех паровых котлов может приниматься такой же, как и готовность паровой турбины. В связи с тем, что на ТЭЦ эксплуатируется пять паровых котлов включая резервный, коэффициенты готовности и нагрузки паровых котлов обладают более низкими показателями по сравнению с аналогичными показателями паровой турбины с единственным энергоблоком.

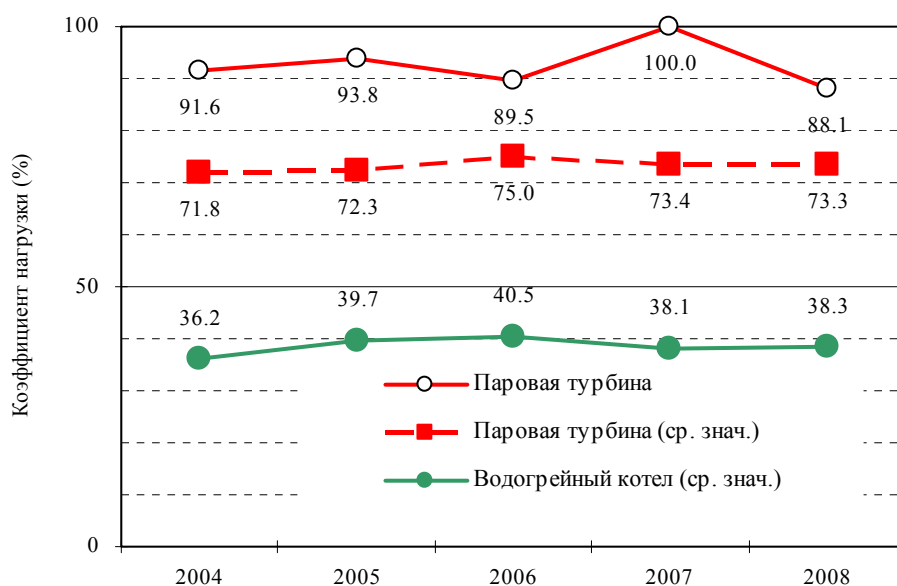
Средняя готовность водогрейных котлов за последние 5 лет составляет 39%, а средний коэффициент нагрузки – 36%. Как было отмечено выше, водогрейные котлы эксплуатируются в течение 5-6 месяцев в году во время зимнего сезона, т.е. во время спроса на тепловую энергию в городе Ташкенте. В связи с этим среднегодовая готовность водогрейных котлов составляет примерно половину того же показателя паровой турбины.

Годовая готовность парового турбогенератора за 2006 год составляла около 70%, что на 20% ниже аналогичного показателя прошлых лет. Это означает, что в 2006 году турбогенератор работал на 2.5 месяца меньше, чем в другие годы, возможно, это связано с внеплановым ремонтом. На момент проведения исследования данный вопрос не уточнялся.



Среднегодовая готовность = (количество часов эксплуатации в год) / 8,760 × 100 (%)

Рис. 2-2-7 Среднегодовая готовность основного оборудования



Коэффициент нагрузки = $\{(\text{годовой отпуск тепла}) / (\text{количество часов эксплуатации в год})\} / (\text{номинальная мощность в час}) \times 100 (\%)$

Рис. 2-2-8 Коэффициент нагрузки основного оборудования

Табл. 2-2-7 Эксплуатационные данные основного оборудования за последние 5 лет

а. Годовая эксплуатация паровых котлов, водогрейных котлов и паротурбогенератора

№ блока	Ед. изм.	2004	2005	2006	2007	2008
<Паровой котел>						
К-1	ч/год	6,227	4,239	4,081	5,531	5,357
К-2	ч/год	4,301	6,749	3,153	3,845	5,138
К-3	ч/год	6,095	5,600	4,181	2,661	48
К-4	ч/год	5,825	4,758	6,452	6,815	8,632
К-5	ч/год	7,535	6,680	6,692	8,525	6,870
<Водогрейный котел>						
К-6	ч/год	3,295	3,462	3,852	3,111	3,023
К-7	ч/год	3,755	3,336	2,682	3,331	3,452
К-8	ч/год	4,093	3,202	4,123	3,458	3,201
К-9	ч/год	3,726	3,946	2,986	3,829	3,096
К-10	ч/год	3,687	3,304	3,190	3,526	3,375
К-11	ч/год	3,716	3,034	3,095	3,426	2,880
К-12	ч/год	3,781	3,275	3,095	3,343	3,199
<Паровой турбогенератор >						
ТГ-4	ч/год	8,466	7,987	6,173	8,526	8,178

(источник) Ташкентская ТЭЦ

б. Ежегодное производство пара паровыми и водогрейными котлами за последние 5 лет

№ блока	Ед. изм.	2004	2005	2006	2007	2008
<Паровой котел>						
К-1	Гкал/год	201,090	119,702	125,200	161,304	154,284

К-2	Гкал/год	138,474	214,140	107,844	113,983	152,823
К-3	Гкал/год	231,679	211,335	154,038	96,651	1,900
К-4	Гкал/год	215,194	189,526	249,246	257,531	306,591
К-5	Гкал/год	470,746	440,880	473,614	627,634	498,830
<Водогрейный котел>						
К-6	Гкал/год	77,278	82,246	80,811	67,223	59,790
К-7	Гкал/год	120,485	98,620	89,096	94,180	85,172
К-8	Гкал/год	118,571	93,479	131,374	119,017	110,998
К-9	Гкал/год	129,174	134,428	116,067	124,211	110,956
К-10	Гкал/год	118,872	124,067	116,037	129,114	119,382
К-11	Гкал/год	118,808	128,859	128,930	123,269	86,567
К-12	Гкал/год	128,956	136,112	123,938	130,807	157,782
Total	Гкал/год	2,069,327	1,973,394	1,896,195	2,044,924	1,845,075

(источник) Ташкентская ТЭЦ

с. Годовая выработка электрической энергии паротурбогенератором за последние 5 лет

№ блока	Ед. изм.	2004	2005	2006	2007	2008
ТГ-4	МВт·ч/год	174,483	168,598	124,361	191,849	162,082

(источник) Ташкентская ТЭЦ

Табл. 2-2-8 Потребление топлива котлами за последние 5 лет

№ блока	Ед. изм.	2004	2005	2006	2007	2008
<Паровой котел>						
К-1	м ³ /год	26,630	16,152	16,765	21,639	20,833
К-2	м ³ /год	18,384	28,584	14,369	15,248	20,592
К-3	м ³ /год	30,666	28,278	20,589	12,900	259
К-4	м ³ /год	28,185	24,967	32,903	33,526	40,148
К-5	м ³ /год	61,525	57,832	62,465	82,181	65,965
<Водогрейный котел>						
К-6	м ³ /год	10,178	10,851	10,688	8,845	8,051
К-7	м ³ /год	15,989	12,878	11,832	12,376	11,414
К-8	м ³ /год	15,704	12,329	17,445	15,614	14,779
К-9	м ³ /год	17,117	17,768	15,409	16,306	14,801
К-10	м ³ /год	15,756	16,327	15,404	16,940	15,894
К-11	м ³ /год	15,772	16,971	17,055	16,166	11,584
К-12	м ³ /год	17,076	17,939	16,418	17,141	21,017
Итого	м ³ /год	272,982	260,876	251,343	268,881	245,337
Теплотворная способность						
Природный газ	Ккал/м ³	8,204	8,242	8,241	8,263	8,219
Мазут	Ккал/кг	-	-	-	-	-

Примечание: В течение последних лет в качестве топлива использовался только природный газ

(источник) Ташкентская ТЭЦ

(3) Эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание и оптовые цены реализации энергии за единицу

Данные по эксплуатационным затратам, затратам на техническое обслуживание,

расходы на реализацию тепловой и электрической энергии (в местной валюте Сум) за последние 5 лет сведены в Таблицу 2-2-9.

Годовые затраты за последние 5 лет резко возрастали по всем позициям, что может быть связано с такими факторами, как эскалация цен на товары, первичную энергию и стоимость трудовых затрат. Следовательно простое сравнение роста или снижения годовых затрат и оптовых цен за единицу нецелесообразно.

Затраты на выработку тепловой и электрической энергии, приведенные в таблице ниже, являются оптовыми ценами реализуемой энергии Ташкентской ТЭЦ Таштеплоэнерго или компании по распределению энергии, а не отпускными ценами реализации энергии потребителям. Японский эквивалент цен, например, за 2008 год, рассчитывается по курсу обмена за тот год (15.0 Сум/Йену), что в результате дает 630 Йен/Гкал для тепловой энергии и 2.04 Йены/кВт·ч за электрическую энергию.

Табл. 2-2-9 Эксплуатационные затраты, затраты на техническое обслуживание, расходы на реализацию тепловой и электрической энергии за последние 5 лет

Наименование	Ед. изм.	2004	2005	2006	2007	2008
Расходы на зарплату	Тыс. Сум	873,402	1,111,567	1,137,598	1,262,748	1,590,027
Общие сборы	тыс. Сум	—	—	—	—	—
Отчисления в фонд заработной платы (единый социальный налог 24%)	тыс. Сум	272,057	328,466	266,256	287,427	352,643
Амортизационные расходы	тыс. Сум	119,206	256,291	246,130	190,069	156,546
Процентная ставка	тыс. Сум	—	—	—	—	—
Вспомогательные материалы	тыс. Сум	171,880	252,664	259,953	258,259	193,719
Налоги	тыс. Сум	403,528	573,712	482,249	594,649	702,098
Стоимость топлива	тыс. Сум	6,652,176	8,124,780	7,787,736	8,826,537	9,812,187
Воды	тыс. Сум	549,832	653,337	667,127	965,821	1,037,809
Реагенты	тыс. Сум	32,471	70,529	115,656	233,452	70,779
Ремонтные расходы	тыс. Сум	475,601	352,201	619,071	593,716	810,475
Прочее	тыс. Сум	172,421	227,351	389,380	465,471	492,062
Итого затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание	тыс. Сум	9,722,574	11,950,898	11,971,156	13,678,149	15,218,345
Курс обмена	Сум/Долл. США	—	—	—	—	—
Затраты на реализацию тепловой энергии	Сум/Гкал	6,396	7,260	7,239	7,804	9,444
Затраты на реализацию электрической энергии	Сум/кВт·ч	17.04	22.44	24.60	30.04	30.61

(источник) Ташкентская ТЭЦ

Глава 3 План реализации проектов в рамках кредитов ОПР

3.1 Концептуальное решение

3.1.1 Предварительные условия

В ходе реализации Проекта Модернизации с внедрением газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии на Ташкентской теплоэлектроцентрали (здесь и далее «Ташкентская ТЭЦ»), было разработано «Технико-экономическое Обоснование по Модернизации Ташкентской Теплоэлектроцентрали» – фундаментальное исследование по стимулированию Совместной программы реализации, осуществляемой NEDO (Организация по разработке новой энергетической и промышленной технологии), запланированной на 2000 финансовый год. На основе вышесказанного, в 2004 финансовом году Республика Узбекистан подала заявку на получение Японского кредита в рамках ОПР для реализации данного проекта. В 2006 финансовом году было разработано «Предварительное Технико-экономическое обоснование по Инвестиционному Проекту Строительства Газотурбинной установки на Ташкентской ТЭЦ» (здесь и далее «Предварительное ТЭО») и утверждено в Республике Узбекистан. В данном предварительном ТЭО производительность предлагаемой установки составляет 80 мВт электрической энергии и 100 Гкал/ч тепловой энергии. Программа установки газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии класса 25 мВт (здесь и далее ГТУ с теплофикационным отбором) включена в Предварительное ТЭО. После этого, NEDO в 2007 финансовом году было проведено «Технико-экономическое обоснование по экономии энергоресурсов на теплоэлектроцентралях». Затем, в 2008 финансовом году, было разработано «Технико-экономическое обоснование по внедрению высокоэффективной газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии на теплоэлектроцентралях (Республика Узбекистан)» и в настоящее время рассматривается вопрос об установке подобной газовой турбины класса 25 мВт (здесь и далее проект NEDO).

Основываясь на результатах проведения вышеуказанных работ, настоящее ТЭО разрабатывалось на предположении установки ГТУ с теплофикационным отбором класса 25 мВт (50 мВт электрической энергии и 70 Гкал/ч тепловой энергии) на Ташкентской теплоэлектроцентрали в рамках Японского кредита ОПР (здесь и далее «Проект»).

3.1.2 Система совместного производства тепловой и электрической энергии

Система совместного производства – это система одновременного производства тепловой и электрической энергии из одного вида первичной энергии, характеризующаяся чрезвычайно высокой эффективностью ее использования. В системе, находящейся в эксплуатации в настоящее время, электрическая энергия вырабатывается газовой турбиной, дизельным двигателем и паровой турбиной в качестве основного оборудования, а тепло поставляется в виде горячей воды и пара.

С одной стороны, в системе, где газовая и паровая турбина используются в качестве основного оборудования, вырабатываемое тепло поставляется крупной региональной сетью теплоснабжения городских районов. С другой стороны, система, где дизельный двигатель используется в качестве основного оборудования, соотношение объемов выработки тепловой энергии и электрической достаточно невелико (отношение объемов выработки тепловой энергии и электрической = отношение тепло/электричество идентичной единицы количества тепла) (составляет единицу или меньше). Тепло, практически полностью, используется в системе горячего водоснабжения или для

отопления помещений на ТЭЦ. Поэтому системы, использующие дизельный двигатель в качестве основного оборудования, в настоящем исследовании не рассматривались.

В системе совместного производства тепловой и электрической энергии эффективность использования энергии выше в связи с более высоким соотношением тепла к электричеству. Соответственно, показатель отношения тепловой энергии к электрической является основным фактором при выборе системы совместного производства энергии.

В системе совместного производства тепловой и электрической энергии с использованием паровой турбины в качестве основного оборудования, пар, отвечающий соответствующим требованиям, отбирается из промежуточной ступени паровой турбины. При внедрении системы проектирование возможно до тех пор, пока показатель отношения тепловой энергии к электрической не достигнет 10 или выше. Данная система выбирается в том случае, когда тепловой энергии требуется больше. Объемы выработки тепловой энергии новой установки, необходимые для Проекта, составляют 70 Гкал/ч (эквивалент 80 мВт). Следовательно, в системе совместного производства двух типов энергии с использованием паровой турбины в качестве основного оборудования, производительность падает на 8-10 мВт при попытке увеличить производительность. Это означает повышенную стоимость строительства на единицу производительности установок. При таких условиях обеспечение экономической системы невозможно.

В отличие от этой системы, система с использованием газовой турбины в качестве основного оборудования в системе выработки электрической энергии на генераторе газовой турбины и параллельной системе выработки тепловой и электрической энергии на паровой турбине запроектирована в конфигурации каскадного цикла, при этом эффективность использования энергии 80-85% может быть обеспечена при коэффициенте отношения тепловой энергии к электрической около 1.5. Если быть более специфичным, электрическая энергия в 75 мВт может быть сравнена с производительностью тепловой энергии 100 Гкал/ч. Следовательно, для соответствия данным требованиям по тепловой энергии, более экономичная система может быть обеспечена с использованием газовой турбины в качестве основного оборудования. Соответственно, данная система будет принята к исполнению. В следующем разделе дано описание эффективной интеграции данной системы и существующей системы совместного производства энергии с использованием паровой турбины в качестве основного оборудования, а также обеспечения более эффективной эксплуатации в течение года с целью улучшения показателей экономической эффективности оборудования.

3.1.3 Газотурбинная установка с теплофикационным отбором

ГТУ с теплофикационным отбором производится в виде двух систем, где тепловая энергия отработавших газов из газовой турбины утилизируется в виде пара и горячей воды. Система, в которой тепловая энергия утилизируется в виде пара, может рассматриваться как две системы – система, где весь пар используется напрямую в виде тепловой энергии и система, где утилизированный пар используется для привода генератора паровой турбины для выработки электрической энергии, а пар отводится на промежуточной стадии паровой турбины. Этот пар используется в качестве тепловой энергии. В Таблице 3-1-1 приведены количественные результаты сравнения показателей данных трех систем, работающих на газовых турбинах с аналогичными характеристиками:

Табл. 3-1-1 Сравнение показателей ГТУ с теплофикационным отбором

Наименование	Горячая вода	Пар	Электричество/ пар
Эффективность превращения энергии (%)	80 ~ 85	78 ~ 83	65 ~ 70
Отношение тепла к пару	1.4 ~ 1.7	1.3 ~ 1.6	0.9 ~ 1.2
Характеристика чувствительности изменения тепловой нагрузки	Не хорошая	Не хорошая	Хорошая
Ремонтная технологичность	Базовая	Эквивалент	Немного осложнена
Простота эксплуатации	Базовая	Эквивалент	Немного осложнена
Стоимость строительства	Базовая	Немного высока	Высокая
Площадь размещения оборудования	Базовая	Эквивалент	Большая

В ГТУ с теплофикационным отбором тепла, основанной на методе утилизации горячей воды или пара температура и/или расход отработанных газов из газовой турбины должен находиться под контролем для управления выводом тепла.

Ниже приведены методы управления газовой турбины, каждый для трех методов контроля за отработанными газами:

Метод контроля за отработанными газами	Метод управления газовой турбиной
Контроль температуры	Контроль температуры на входе в турбину
Регулирование расхода	Контроль переходного расхода отработанных газов
Контроль температуры и расхода	Контроль направляющей заслонки компрессора

В методе контроля температуры следует контролировать температуру газа на входе в турбину (управление выходом). Следовательно, при снижении потребности в тепловой энергии температура на входе в газовую турбину снижается, а эффективность преобразования энергии снижается значительно. При методе контроля расхода производительность газовой турбины при снижении потребности в тепловой энергии не снижается. Однако часть отработанных газов выбрасывается в атмосферу. Это также означает значительное снижение показателя эффективности преобразования энергии. Тем временем, по методу контроля температуры и расхода, при снижении потребности в тепловой энергии направляющая заслонка на входе закрывается для снижения расхода отработанных газов, при этом температура на входе в газовую турбину остается на постоянном уровне. Поэтому температура отработанных газов увеличивается, увеличивая при этом эффективность преобразования энергии. Наоборот, в системе утилизации пара/электроэнергии, при снижении потребности в тепловой энергии объем тепла, отбираемого из паровой турбины снижается и часть тепловой энергии может утилизироваться в качестве электрической энергии. Соответственно, данный метод сводит в минимуму снижение эффективности использования энергии.

Однако, по сравнению с другими системами, система утилизации электричества/тепла характеризуется более низкой эффективностью использования энергии и высокими затратами на строительство, где стоимость увеличивается из-за необходимости установки паротурбогенератора и конденсатора. С учетом скоординированности с проектом, ранее

реализованным NEDO, в рамках настоящего проекта будет реализовываться система рекуперации пара.

3.1.4 Выбор газовой турбины

Газовая турбина является наиболее важным компонентом, играющим основную роль в газотурбинном энергоблоке комбинированного цикла, и требует высочайшего уровня надежности. В отличие от паровой турбины, запроектированной и изготовленной друг для друга, газовая турбина проектируется и производится заранее как стандартное оборудование. Если проектировать и изготавливать газовую турбину в комплекте с другим оборудованием, то стоимость оборудования возрастает и на изготовление требуется больше времени. Во избежание таких сложностей газовая турбина соответствующей модели выбирается из ряда моделей производственной линейки производителя оборудования, когда это необходимо. Для выбора газовой турбины необходимо определить объем выработки. Более того, требованиям к мощности оборудования должны отвечать несколько моделей газовых турбин, имеющихся на рынке для обеспечения конкурентоспособности. Предположим, что требуемая мощность тепловой энергии составляет 70 Гкал/ч (80 мВт), коэффициент превращения тепловой энергии в электрическую составляет 1.5. Поэтому мощность турбины должна быть 50 мВт. Далее, когда учитывается удобство и простота использования и эксплуатационная технологичность когенерационной установки, количество устанавливаемых газовых турбин должно равняться 2 или 3. В случае останова турбины для периодической инспекции или в связи с аварией должна поддерживаться выработка 50 мВт электрической энергии или 70 Гкал/ч тепловой энергии, что при наличии только одной турбины невозможно. Это является недостатком для работы Ташкентской ТЭЦ. В то же время при установке четырех или более газовых турбин следует ожидать значительных затрат на строительство и наличия большой площади для размещения оборудования. Следовательно, производительность двух одиночных газовых турбин класса 23-30 мВт и производительность трех одиночных газовых турбин будет 15-20 мВт. Данные, приведенные в Таблицах 3-1-2 и 3-1-3, указывают на то, что газовые турбины отвечают данным требованиям. Газовые турбины, выбранные в этих таблицах, являются стандартными газовыми турбинами (высокопрочные конструкции для промышленной эксплуатации), имеющимися на рынке от различных производителей, с температурой на входе 1,300 °С. Эксплуатационные характеристики уточняются в зависимости от высоты площадки на основе числовых величин, описанных в руководстве «Мир газовых турбин (Gas Turbine World) за 2007-2008 гг.

С точки зрения важности эксплуатационной надежности хотя бы три выбираемых газовых турбины должны иметь эксплуатационные данные после наработки 8,000 часов и более, когда встает вопрос о выборе модели.

Табл. 3-1-2 Технические характеристики стандартной газовой турбины класса 25 мВт на высокопрочной конструкции для промышленной эксплуатации

Производитель	BNE	Hitachi	MHI	SMS	SMS
Модель	PG5371(PA)	H-25	MF-221	STG-600	STG-700
Выходная мощность (мВт)	24.7	25.9	28.2	23.3	27.3
Тепловой КПД (%)	28.5	33.8	32.0	34.2	36.0
Потребление топлива (м ³ /ч)	9,250	8,190	9,410	7,270	8,100
Поток выходящих газов (т/ч)	423	323	396	295	335
Температура выходящих газов (°C)	487	555	533	543	518

Табл. 3-1-3 Технические характеристики стандартной газовой турбины класса 15 мВт на высокопрочной конструкции для промышленной эксплуатации

Производитель	GE Oil & Gas	Hitachi	Solar Turbines	Kawasaki	SMS
Модель	PGT25	H-15	Titan 130	L20A	STG-500
Выходная мощность (мВт)	21.1	14.1	14.1	16.6	16.0
Тепловой КПД (%)	36.3	32.2	38.9	34.3	32.2
Потребление топлива (м ³ /ч)	6,210	4,670	3,870	5,170	5,310
Поток выходящих газов (т/ч)	253	192	183	212	339
Температура выходящих газов (°C)	524	555	496	545	486

Вышеприведенные технические характеристики были получены из руководства «Мир газовых турбин (Gas Turbine World) за 2007-2008 гг. для следующих условий:

Температура воздуха	15°C
Высота	500 метров
Топливо	природный газ
Теплотворная способность топлива	33.72 мДж/м ³

Выбор двух или трех газовых турбин будет зависеть от результатов оценки строительных затрат и плана расположения окончательно выбранной системы совместного производства тепловой и электрической энергии на основе детальных данных, представленных производителями. Следовательно, настоящее исследование предусматривает установку двух газовых турбин.

Газовые турбины для выработки электрической энергии, используемые в настоящее время для промышленной эксплуатации, можно разделить на два типа: высокопрочные конструкции для промышленного использования и конструкции, используемые для авиационных турбин. Первый тип турбин на высокопрочной конструкции устанавливается в фиксированное положение на земле и разработан для использования различных видов топлива от высококачественного до неочищенного. Второй тип конструкции состоит из силовой турбины для привода генератора, установленного на стороне выпуска газового генератора, разработанного в качестве основного источника энергии воздушного судна. Поэтому существует большая разница между двумя этими типами в основном конструкторском решении.

Конструкция, использующая авиационную турбину, обладает высокой степенью сжатия, и,

следовательно, высоким тепловым КПД как отдельная турбина. Более того, в связи с более коротким временем запуска, она часто используется в режимах ниже пиковой нагрузки или для привода оборудования. Однако, как видно из таблицы, температура отходящих газов здесь ниже, и, следовательно, общая эффективность использования энергии с точки зрения тепловой энергии отработанных газов ниже, чем аналогичный параметр высокопрочной конструкции для промышленной эксплуатации. Кроме того проектный ресурс и периодичность проверок здесь ниже. Это указывает на более высокие затраты на техническое обслуживание и инспекции. Более того, недавно разработанные конструкции для авиационных турбин позволяют проведение открытого осмотра с использованием обычного инструментария, имеющегося на промплощадке. Открытая инспекция должна проводиться опытными инженерами или работниками, специально для этих целей обученными производителями газовых турбин. Учитывая вышесказанное, в рамках данного проекта будут использоваться газовые турбины на высокопрочных конструкциях для промышленной эксплуатации. Следует отметить, что генератор и котел-утилизатор, являющиеся основным оборудованием, помимо газовой турбины, составляющим газотурбинную установку с теплофикационным отбором, могут проектироваться и изготавливаться в соответствии с требуемыми техническими условиями. Кроме этого партнеры обладают достаточным опытом и профессиональной компетенцией в эксплуатации подобного оборудования, в связи с чем, особых ограничений в выборе подобного оборудования не существует.

3.1.5 Оборудование для Проекта

Из существующего оборудования горячего водоснабжения, оборудование водоподготовки для котла горячей подпиточной воды, нагревателя горячей воды, емкость для хранения горячей воды, подвергнутые значительному износу, включены в список оборудования, подлежащего замене, в соответствии с требованиями Ташкентской ТЭЦ в дополнение к основному оборудованию, определенному в соответствии с предварительными условиями, рассмотренными в Разделе 3.1.1. Список оборудования приведен в Таблице 3-1-4.

Табл. 3-1-4 Оборудование для проекта

Наименование	Заново смонтированное /Заменяемое	Спецификация	Примечание
Газотурбинный генератор	Заново смонтированное	27 мВт x 2 блока	Включая систему перепускного канала выхлопа
Котел-утилизатор	Заново смонтированное	Система рекуперации пара высокого давления 31.4 Гкал/ч x 2 блока	Включая 50% x 2 насосы для питания котла
Оборудование подачи топливного газа	Заново смонтированное	Установка предварительной подготовки: 50% x 2 Компрессор: 50% x 3	Включая системы трубопроводов подачи топливного газа
Электротехническое оборудование	Заново смонтированное	Главный трансформатор, вспомогательный трансформатор, подстанция 110 кВ	
Контрольно-измерительное оборудование	Заново смонтированное	Один комплект	
Водоочистные сооружения для водогрейного котла	Заменяемое	Общая производительность: 3,200 м ³ /ч	
Подогреватели для водогрейного котла	Заменяемое	Общая производительность: 3,200 м ³ /ч	
Емкость для хранения горячей воды для водогрейного котла	Заменяемое	Стальная, цилиндрического типа: 3,000 м ³ x 2	

3.1.6 Основные технические характеристики оборудования

Из пяти моделей газовых турбин для выработки электрической энергии класса 25 мВт, приведенных в Таблице 3-1-2, модель H25 производства Хитачи Лимитед обладает средними характеристиками по производительности и была выбрана в качестве базового случая. Были определены следующие технические характеристики:

Модель газовой турбины	Hitachi H25 x 2
Валовая выработка электроэнергии при 15°C , 963 гПа, RH60%	54,340 кВт
Валовая выработка электроэнергии при 15°C, 963 гПа, RH60%	48,340 кВт
Чистая тепловая мощность	73.9 Гкал/ч
Чистая тепловая мощность (низшая теплотворная способность)	12,898 кДж/кВт·ч
Общий чистый тепловой КПД (низшая теплотворная способность)	77.5%
Коэффициент загрузки	85%
Срок эксплуатации	30 лет

3.2 План расположения оборудования

На рисунке ниже изображен план расположения нового оборудования, устанавливаемого на Ташкентской ТЭЦ. В рамках реализации проекта NEDO будет установлена одна газотурбинная установка с теплофикационным отбором тепла класса 25 мВт (включая котел-утилизатор и генератор). Проектом, реализуемым в рамках кредита ОПР, будут

устанавливаться две ГТУ с теплофикационным отбором тепла класса 25 мВт (включая котел-утилизатор и генератор) и ОРУ 110 кВ. Поскольку ЛЭП 110 кВ направлена на запад от предполагаемой промплощадки, ОРУ 110 кВ должно быть расположено в западной части промплощадки.

Размеры площадки для строительства и монтажа нового оборудования составляют 76 x 195 м. Потребуется проведение дополнительных работ по достижению оптимального расположения трех ГТУ с теплофикационным отбором (включая котел-утилизатор и генератор) в том числе оборудования, устанавливаемого в рамках проекта NEDO, а также ОРУ 110 кВ.



Рис. 3-2-1 План расположения нового оборудования

3.3 Транспортировка материалов и оборудования

Проведение настоящего исследования основывалось на том предположении, что все оборудование, необходимое для реализации настоящего проекта, импортируется из Японии.

Узбекистан является страной не имеющей выхода к морю и граничит исключительно со странами, также не имеющими выхода в Мировой океан, следовательно, оборудование и материалы будут доставляться в соседние страны по морю, а далее по железной или автомобильным дорогам.

Вес некоторых компонентов превышает 150 тонн. Поэтому необходимо использовать порты, способные обрабатывать подобные грузы. Учитывая данные требования к транспортировке, к рассмотрению предлагается следующий маршрут.

- Предполагаемый маршрут для транспортировки тяжеловесного оборудования
- Ильичевск (Черное море, Украина)
- ↓ Транспортировка по каналу
- Туркменбаши (Каспийское море, Туркменистан)
- ↓ Транспортировка наземным транспортом
- Ташкентская ТЭЦ

Трасса между Ильичевском и Туркменбаши закрыта в период с сентября по конец марта, поэтому транспортировка возможна только в период с апреля по сентябрь.

Предполагаемый маршрут для транспортировки прочего оборудования
Антверпен (Бельгия)
↓ Транспортировка наземным транспортом
Ташкентская ТЭЦ

Проект может быть реализован только при условии использования вышеописанных маршрутов. Маршруты могут меняться в зависимости от времени года.

3.4 План поставки топлива

3.4.1 Источник подачи газа

Ташкентская ТЭЦ работает на природном газе, поставляемом с Бухарского месторождения природного газа, расположенного примерно в 600 км к запад-юго-западу от города Ташкента.

Разработка и поставки природного газа находятся в ведомстве газоразрабатывающей корпорации «Узгазбыт».

Ташкентская ТЭЦ получает природный газ под давлением 1 кг/см²(г).

Для эксплуатации газовой турбины на природном газе необходима установка газового компрессора для обеспечения давления примерно 1 кг/см²(г).

3.4.2 Обеспечение поставок газа

Согласно договору на поставку природного газа с Узгазбытом максимальный расход газа составляет 130,000 м³/ч. Максимальный объем поставок на ТЭЦ в 2008 году составлял 59,000 м³/ч.

После реализации настоящего проекта пиковое потребление природного газа увеличится примерно на 12,000 м³/ч. Общий показатель, тем не менее, ниже максимального объема поставок.

3.5 План расположения электротехнического оборудования

(1) Вспомогательное электротехническое оборудование

Для удовлетворения требований Ташкентской ТЭЦ, предполагающей внедрение системы, соответствующей эксплуатации существующего оборудования, потребуется изменение напряжения генератора приблизительно на отметку 6 кВ. Но в таком случае появятся большие ограничения в связи со значительным расстоянием между угольным складом и точкой соединения выхода существующего генератора. Также прокладка кабеля большого сечения для снижения потерь напряжения на магистральных соединениях не представляется реалистичной с точки зрения ограничений, связанных с радиусом закругления кабеля и сложностями с прокладкой маршрута. Несмотря на то, что это противоречит требованиям Ташкентской ТЭЦ, напряжение генератора будет установлено на отметке 110 кВ, что является стандартным напряжением, учитывая производительность оборудования. После того, как напряжение в зоне будет увеличено до 110 кВ, т.е. до напряжения, эксплуатируемого на ОРУ, к подстанции, через главный трансформатор, под землей будет проложен кабель. Для подачи напряжения на шину 6 кВ существующего ОРУ,

напряжение будет проходить через шину 110 кВ, а затем понижаться до 6 и 35 кВ через отвод на существующий трансформатор.

При передаче энергии от генератора, устанавливаемого на новой площадке, неподалеку целесообразно установить группу вспомогательных компонентов и их контроллеров. Конфигурация основного оборудования характеризуется тем, что группы компонентов будут удалены от существующего оборудования. Следовательно, неудобств при эксплуатации не будет (ошибки персонала представить сложно), даже если новое оборудование отличается от конструкторского решения существующего оборудования. Имеющееся оборудование цепи высокого напряжения не будет лишним с точки зрения экономической эффективности. Монтаж оборудования и реализация проекта будут стандартными, что хорошо зарекомендовало себя в Японии.

Вспомогательное питание новых генераторов будет обеспечиваться выделенными трансформаторами для каждого генератора. Данные трансформаторы будут также выполнять функции пусковых трансформаторов. После запуска они будут получать энергию от главного трансформатора, тем самым сводя к минимуму количество переключателей (прерывателей) цепи 110 кВ. Питание цепи более низкого уровня низкого напряжения будет обеспечиваться вспомогательными трансформаторами, разработанными специально для каждого блока, и напряжение будет понижаться для центра управления приводами, разработанными специально для каждого блока. Для обеспечения независимой эксплуатации блоков для каждого блока будет установлен аварийный центр управления приводами. С другой стороны, общая нагрузка на три блока (включая оборудование NEDO) будет обеспечиваться общим трансформатором и будет эксплуатироваться путем переключения обеспечения питания с вышеупомянутых трансформаторов блоков. Один резервный генератор будет установлен для трех блоков в качестве общего оборудования. Питание постоянного тока и оборудование источников бесперебойного питания будет также установлено в виде общего оборудования, так же как и резервный генератор, а питание будет обеспечиваться с аварийного центра управления приводами. Источник питания будет меняться между аварийными центрами управления приводами двух блоков.

Выше были приведены концепции и идеи основного оборудования обеспечения основного напряжения. Энергоснабжение для освещения, технического обслуживания и прочих распределительных щитов будет организовано аналогичным образом или с общего центра управления приводами.

(2) Системы управления ТЭЦ

Эксплуатация и управление газовыми турбинами, котлами утилизации отработанного тепла и другим заново устанавливаемым оборудованием будет организована на основе рабочей консоли и экрана ЭЛТ, установленного в диспетчерской, которую предполагается построить рядом с газотурбинным цехом. Эксплуатация и управление данным оборудованием организована на основе новейших цифровых технологий системы управления и распределения. Существующая диспетчерская должна быть оборудована системой дистанционного управления и информационным табло для нового оборудования.

Для обеспечения планового и должного управления Ташкентской ТЭЦ после модернизации необходимо устройство системы связи между существующим и новым оборудованием с тем, чтобы оно могло принимать и получать сигналы и команды управления. Для этих целей необходима организация преобразователя сигналов ввода/вывода.

(3) Оборудование передачи и подстанций

В рамках настоящего проекта будут устанавливаться две газовые турбины класса 25

мВт. Новая силовая установка будет монтироваться на новой площадке, поэтому соединение будет производиться с существующим ОРУ 110 кВ из-за ограничений по расстоянию.

После того, как новые генераторы 1 и 2 класса 25 мВт будут соединены к шине 110 кВ, выработка таких же мощностей существующим оборудованием будет остановлена.

Однако существующие генераторы соединены с шиной 6 кВ существующего ОРУ, а эта шина обеспечивает отпуск электроэнергии напряжением 6 кВ потребителям, таким, как, текстильному комбинату и Международному аэропорту «Ташкент», а также для оборудования ТЭЦ.

Следовательно, после остановки существующих генераторов электроэнергия будет подаваться на нагрузку 6 кВ через новую шину 110 кВ через существующий повышающий трансформатор с новой шины 110 кВ.

Что касается влияния подключения нового генератора в энергетическую сеть, то проблемы должны быть минимальными, поскольку производительность нового оборудования составляет 75 мВт, т.е. почти в три раза выше, чем максимальная мощность (25 мВт) существующего генератора. Более того, хотя ГЭК «Узбекэнерго» и не представила данных на этот раз, необходимо подтвердить, что напряжение тока короткого замыкания не будет превышать 31.5 кА номинального тока напряжения выключателя цепи 110 кВ даже после соединения новых генераторов к шине 110 кВ.

Схема соединения новых генераторов №№ 1, 2 и 3 показана на Рис. 3-5-1.

3.6 Взаимодействие с проектом NEDO

В рамках проекта NEDO предполагается установка одной газовой турбины совместного производства тепловой и электрической энергии класса 27 мВт до реализации настоящего проекта.

Нами также планируется установка двух газовых турбин совместного производства тепловой и электрической энергии класса 27 мВт на том же месте в рамках настоящего проекта, и, следовательно, необходима полная координация с проектом NEDO с точки зрения выбора оборудования, его расположения, планирования производства строительных работ и подсоединения к существующему оборудованию.

Ниже приведены позиции, требующие особого внимания:

- (1) Скоординированность по расположению основного оборудования, вспомогательного оборудования и зданий
- (2) Отождествление условий для трубопроводов вырабатываемого пара и воды, соединенных с существующим оборудованием
- (3) Совместное использование системы трубопроводов подачи пара и воды, соединенной с существующим оборудованием
- (4) Совместное использование системы подачи топлива
- (5) Скоординированность по расположению оборудования распределительного устройства
- (6) Выявление проблем в соединении электрических сетей
- (7) Будущий план эксплуатации существующего электротехнического оборудования

3.7 График реализации проекта

При реализации данного проекта в рамках Йенового кредита, срок реализации проекта будет составлять: 27 месяцев на заключение необходимых соглашений между Правительствами стран, выбор консультанта, подготовку генерального подряда и выбор генерального подрядчика плюс 39 месяцев на строительство оборудования газотурбинной установки для производства тепловой и электрической энергии. На рисунке ниже представлен график реализации проекта начиная от подписания Кредитного Соглашения о выделении кредита ОПР. Ниже приведены аспекты, требующие внимания до разработки графика реализации проекта.

- Позиции «Выбор консультанта» и «Выбор подрядчика» основаны на стандартах ЛСА.
- Позиция «Выбор подрядчика» включает процедуры разработки тендерной документации, проведения тендерных торгов, технической оценки, коммерческой оценки, проведения переговоров по контракту и утверждения Правительствами Республики Узбекистан и Японии.



Рис. 3-7-1 График реализации проекта

3.8 Организация, реализующая проект

Организационная структура Государственной акционерной компании «Узбекэнерго» – исполнителя настоящего проекта – приведена на Рис. 3-8-1. В этой организации лицом, сферой полномочий которого является строительство нового энерговырабатывающего оборудования, является Б.А. Абдурахманов, первый вице-президент Департамента реализации инвестиционных проектов. В его компетенцию входит заключение проектных соглашений, руководство проектированием, строительством и т.д. На Рис. 3-7-1 изображена организационная структура ведомства, отвечающего за строительство нового энерговырабатывающего оборудования. Работы по проектированию ведутся дочерним предприятием – Теплоэнергопроект. Во времена Советского Союза данный институт занимался планированием и проектированием энергетического оборудования во всех регионах Средней Азии, а также принимал участие в строительстве ряда тепло- и гидроэлектростанций и теплоэлектроцентралей. Институт также занимается проектированием крупногабаритных зданий на коммерческой основе в дополнение к планированию и проектированию энергетического оборудования. После того, как будет определена программа строительства оборудования, офис строительства оборудования будет организован на промплощадке для обеспечения технического и авторского надзора за ходом производства работ. Под руководством вышеупомянутого института была построена крупнейшая в Республике Узбекистан Талимарджанская ТЭС, работающая на природном газе (производительность 800 мВт), введенная в промышленную эксплуатацию в 2004 году. Ниже приведены основные виды работ, осуществляемые под руководством и надзором института:

- ✓ Производство строительных работ и обеспечение техники безопасности
- ✓ Управление воздействием на окружающую среду в ходе производства строительных работ

- ✓ Утверждение технической документации, представляемой генеральным подрядчиком
- ✓ Организация решения различных вопросов, возникающих в ходе производства строительных работ
- ✓ Проведение испытаний и обучение персонала процедурам эксплуатации и проведению технического обслуживания



Рис. 3-8-1 Организационная структура ведомства по строительству нового энерговырабатывающего оборудования

(источник) ТЭО по проекту модернизации Ангренской ТЭС в Республике Узбекистан (Японская внешнеторговая организация, 2006 г.)

3.9 Эффект от реализации проекта

3.9.1 Экономия энергоресурсов

(1) Техническое обоснование экономии энергоресурсов

В электростанциях обычного типа с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, состоящих из котла и парового турбогенератора, температура рабочей жидкости может находиться в пределах от 10 до 450°C. Температура, необходимая для выработки тепловой и электрической энергии в данном случае перекрывается. В газотурбинной установке с теплофикационным отбором, напротив, температура рабочей жидкости может находиться в пределах от 120 до 1,300°C. Такой широкий диапазон гарантирует выработку электрической энергии в зоне высоких температур (газовая турбина), а тепловой энергии – в зоне низких. В случае каскадного использования тепловой энергии таким образом, тепловая энергия, которая не была использована в зоне высоких температур, может быть использована в зоне низких. Поэтому эффективность преобразования энергии в зоне высоких температур составляет 100%. Следовательно, эффективность преобразования энергии в газотурбинной установке с теплофикационным отбором выше, чем в электростанциях обычного типа.

Следовательно, эффективность преобразования энергии по электростанции выше, чем аналогичный показатель на существующих электростанциях в энергетической сети. В результате объем использования энергии может быть снижен на объем, соответствующий разнице показателей эффективности преобразования энергии (эффект экономии энергоресурсов).

(2) Исходная точка для расчета эффекта экономии энергоресурсов

1) Определение исходной точки

Производство тепловой энергии данной теплоэлектростанции не меняется в результате реализации данного проекта. Однако увеличиваются объемы выработки электрической энергии. Таким образом, объем электрической энергии, соответствующий увеличению объемов поставок таковой в результате реализации настоящего проекта, снижается из-за снижения коэффициента использования устаревших паровых турбогенераторных установок другого оборудования в той же системе или приостановке использования этого оборудования.

В результате исходная точка для расчета эффекта экономии энергоресурсов определяется суммой объема использования энергии существующим оборудованием Ташкентской ТЭЦ и объема использования в случае, когда другая тепловая установка должна выработать такое же количество энергии, как и газовая турбина ТЭЦ, внедряемая в рамках настоящего проекта.

2) Метод расчета

а) Объемы энергии, используемые на существующей Ташкентской ТЭЦ

Объемы топлива (природного газа) и теплотворная способность топлива, потребленного в 2008 году на Ташкентской ТЭЦ, составляют $245.337 \times 10^3 \text{ м}^3$ и $8,219 \text{ ккал/м}^3$, как показано в Таблице 2-2-8. Следовательно, объем использования энергии рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{Объем энергии, используемый на существующей Ташкентской ТЭЦ} \\ = 245.337 \times 10^3 \times 8,219 \times 10^{-6} = 2,016.4 \times 10^3 \text{ Гкал/год} \end{aligned}$$

В частности, объемы годовой поставки горячей воды, пара и электрической энергии приведены в Таблице 2-2-5.

Отпущенная горячая вода	$1,623.0 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$
Отпущенный пар	$28.6 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$
Отпущенная электрическая энергия	$139.4 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$ ($162.1 \text{ ГВт}\cdot\text{ч/год}$)

б) Увеличение объемов выработки электрической энергии в результате реализации настоящего проекта

Предполагается, что в системе совместного производства тепловой и электрической энергии, состоящей из сочетания существующего оборудования и ГТУ с системой совместного производства теплоты и электричества, выработка тепла в виде горячей воды и пара и производительность на выходе из существующего генератора паровой турбины не изменятся по сравнению с показателями до реализации проекта.

Производительность двух газотурбинных генераторов (чистый тепловой КПД) составляет 48.34 мВт . Поэтому расчет годовой выработки электрической энергии при коэффициенте использования 85% рассчитывается как:

$$\begin{aligned} \text{Годовой объем выработки электрической энергии газотурбинным генератором} \\ = 48.34 \times 8,760 \times 0.85 \times 10^{-3} = 359.9 \text{ ГВт}\cdot\text{ч/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Перевод единиц измерения } 1.000 \text{ ГВт}\cdot\text{ч/год} &= 859.85 \text{ Гкал дает:} \\ &= 359.9 \times 859.85 = 309.5 \times 10^3 \text{ Гкал/год} \end{aligned}$$

Здесь годовой объем производства электрической энергии существующим паровым турбогенератором остается неизменным после реализации проекта. Соответственно, данные, полученные в результате вышеприведенных расчетов,

соответствуют увеличению объемов выработки электрической энергии после реализации проекта.

- с) Увеличение объемов используемой энергии в результате реализации настоящего проекта

Подаваемая энергия, используемая двумя газовыми турбинами составляет $12,898 \text{ кДж/кВт}\cdot\text{ч} \times 48,340 \text{ кВт} = 148.92 \text{ Гкал/ч}$. Годовое потребление энергии рассчитывается следующим образом:

$$\text{Годовое потребление энергии газовыми турбинами} = 148.92 \times 8,760 \times 0.85 \times 10^{-3} = 1,108.9 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$$

Тем временем, тепло, полученное из отработанных газов газовой турбины котлами-утилизаторами, подается на существующую систему совместного производства тепловой и электрической энергии и используется для выработки тепла, горячей воды и пара. Изменений в показателях тепловой энергии горячей воды и пара, вырабатываемого существующей системой совместного производства тепловой и электрической энергии, после реализации данного проекта не будет. Для утилизации тепловой энергии котлами-утилизаторами необходимо остановить некоторые существующие паровые котлы или снизить их нагрузку. Поэтому энергия, используемая существующими паровыми котлами, будет снижена. Годовое снижение объемов использования энергии существующими паровыми котлами рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned} & \text{Утилизация тепла котлами-утилизаторами} \\ & = \text{снижение объемов тепла, выработанного существующими паровыми котлами} \\ & = 36.96 \text{ Гкал/ч} \times 2 \text{ котла} = 73.92 \text{ Гкал/ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Годовое снижение теплотворной способности существующего оборудования} = 73.92 \\ & \times 8,760 \times 0.85 = 550.4 \times 10^3 \text{ Гкал/год} \end{aligned}$$

Тепловой КПД существующих паровых котлов принят за 92.0% согласно эксплуатационным данным, приведенным в Разделе 2 (где среднегодовой тепловой КПД за последние 5 лет составлял 91.85%).

Поэтому, годовое снижение объемов энергии, используемой существующими паровыми котлами, составляет

$$= 550.4 \times 10^3 / 0.920 = 598.2 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$$

Данные по увеличению объемов энергии, используемой Ташкентской ТЭЦ после реализации проекта, приведены ниже при условии увеличения производительности газовых турбин и снижении таковой существующих паровых турбин:

$$1,108.9 \times 10^3 - 598.2 \times 10^3 = 510.7 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$$

- d) Снижение объемов использования энергии на других существующих теплоэлектроцентралях

Такое снижение объемов использования энергии соответствует объему использования энергии, необходимому при увеличении объемов выработки в результате реализации настоящего проекта существующим, в значительной степени изношенным оборудованием. Поэтому для получения объема использования энергии необходимо определить эффективность преобразования энергии

соответствующих ТЭЦ.

Средняя эффективность преобразования других видов энергии в электрическую на всех ТЭЦ составляет 30.8%, как это описывалось в Разделе 1.1.2. Эффективность преобразования энергии в электрическую при выработки энергии существующим изношенным оборудованием считается более низкой, чем данное среднее значение. Однако если использовать данный показатель напрямую, объем используемой энергии можно получить при помощи следующих вычислений:

$$\begin{aligned} &\text{Снижение использования энергии на других теплоэлектроцентралях} \\ &= 309.5 \times 10^3 \text{ Гкал/год} \div 0.308 = 1,004.8 \times 10^3 \text{ Гкал/год} \end{aligned}$$

3) Результаты вычислений

В результате проведенных выше расчетов исходной точкой объема использования энергии для расчета эффекта экономии энергоресурсов будет:

$$2,016.4 \times 10^3 \text{ Гкал/ч} + 1,004.8 \times 10^3 \text{ Гкал/ч} = 3,021.2 \times 10^3 \text{ Гкал/год}$$

В Таблице 3-9-1 сведены результаты расчета объемов отпуска энергии и объемов использования энергии в качестве исходной точки.

Табл. 3-9-1 Результаты расчета объемов отпуска энергии и объемов использования энергии в качестве исходной точки

	Отпуск энергии	Использование энергии
Ташкентская ТЭЦ		
Горячая вода	1,623.0 x 10 ³ Гкал/год	
Пар	28.6 x 10 ³ Гкал/год	
Электроэнергия	139.4 x 10 ³ Гкал/год (162.1 ГВт·ч/год)	
Промежуточный итог	1,791.0 x 10 ³ Гкал/год	2,016.4 x 10 ³ Гкал/год
Другие ТЭЦ	309.5 x 10 ³ Гкал/год	
Электроэнергия	(359.9 ГВт·ч/год)	1,004.8 x 10 ³ Гкал/год
Итого	2,100.5 x 10 ³ Гкал/год	3,021.2 x 10 ³ Гкал/год

(3) Удельный показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем

1) Определение эффекта экономии энергоресурсов

Предположив, что объемы производимой горячей воды, пара и электрической энергии остались неизменными, эффект экономии электроэнергии определяется как разница между годовым объемом используемой энергии, требуемой для эксплуатации когенерационных установок после реализации настоящего проекта и годового объема используемой энергии исходной точки.

2) Объем использования энергии, получаемый после реализации проекта

После реализации настоящего проекта выработка энергии на Ташкентской ТЭЦ увеличится на объем годовой выработки энергии газотурбогенератором, т.е. на 309.5

$\times 10^3$ Гкал/год (359.9 ГВт·ч/год). Кроме того, что касается производства горячей воды и пара, объем утилизации тепла котлами-утилизаторами увеличится на 550.4×10^3 Гкал/год. Объем выработки энергии паровыми котлами снижается на этот же объем. Изменений в объемах выработки по Ташкентской ТЭЦ в целом не будет.

Объем используемой энергии на Ташкентской ТЭЦ увеличивается на $1,108.9 \times 10^3$ Гкал/год, т.е. на объем используемой энергии газовой турбиной. Однако объем используемой энергии существующего парового котла снижает вырабатываемую теплотворную способность, утилизированную из отработанных газов котлом-утилизатором. Поэтому снижение объема составляет 598.2×10^3 Гкал/год.

В то же время на других существующих теплоэлектроцентралях вырабатываемая мощность снижается на мощность, соответствующую мощности, вырабатываемой газовой турбиной. При снижении мощности снижается объем использования энергии.

Согласно приведенным выше расчетам, объем использования энергии после реализации настоящего проекта составляет $2,527.1 \times 10^3$ Гкал, что получается путем добавления увеличенной производительности газовой турбины, составляющей $1,108.9 \times 10^3$ Гкал/год к объему использования исходной точки, составляющим $3,021.2 \times 10^3$ Гкал/год и вычитанием снижения производительности Ташкентской ТЭЦ существующих 598.2×10^3 Гкал/год и снижения производительности других теплоэлектроцентралей, составляющей $1,004.8 \times 10^3$ Гкал/год.

В Таблице 3-9-2 сведены результаты вычислений объема поставляемой энергии и объема используемой энергии после реализации проекта.

Табл. 3-9-2 Объем поставляемой энергии и объем используемой энергии после реализации проекта

	Выработка энергии	Потребление энергии
Ташкентская ТЭЦ		
Горячая вода	$1,101.2 \times 10^3$ Гкал/год (1623.0+28.6-550.4)	
Пар		
Электроэнергия	139.4×10^3 Гкал/год (162.1 ГВт·ч/год)	
Промежуточный итог	$1,240.6 \times 10^3$ Гкал/год (1791.0-550.4)	$1,418.2 \times 10^3$ Гкал/год (2,016.4-598.2)
ГТУ с теплофикационным отбором		
Электроэнергия	309.5×10^3 Гкал/год (359.9 ГВт·ч/год)	
Пар	550.4×10^3 Гкал/год	
Промежуточный итог	859.9×10^3 Гкал/год	$1,108.9 \times 10^3$ Гкал/год
Другие ТЭЦ		
Электроэнергия	0.0×10^3 Гкал/год (309.5-309.5)	$0.0 \times$ Гкал/год (1004.8-1004.8)
Итого	$2,100.5 \times 10^3$ Гкал/год	$2,527.1 \times 10^3$ Гкал/год

3) Удельный показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем

Согласно результатам проведенных выше расчетов исходная точка и годовой объем используемой энергии после реализации проекта составляют $3,021.2 \times 10^3$ Гкал/год и $2,527.1 \times 10^3$ Гкал/год соответственно. Следовательно эффект экономии энергоресурсов составляет:

$$3,021.2 - 2,527.1 = 494.2 \times 10^3 \text{ Гкал/год.}$$

Предполагается, что период в 30 (тридцать) лет в качестве экономического срока эксплуатации предлагаемого оборудования совместного производства тепловой и электрической энергии является периодом, когда эффект себя проявит. Кумулятивный объем сэкономленных энергоресурсов за тридцать лет приведен в Таблице 3-9-3. Предполагается, что изменений в годовом объеме производства горячей воды и пара установками совместного производства тепловой и электрической энергии, годового объема электрической энергии или изменений в технических характеристик оборудования за этот период не будет.

Табл. 3-9-3 Удельный показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем

Годовая экономия энергоресурсов	494.2×10^3 Гкал
Эффективный период	30 лет
Кумулятивный объем сэкономленной энергии	$14,726 \times 10^3$ Гкал

(4) Методы определения эффекта экономии энергоресурсов

На тепловых центрах и теплоэлектроцентралях Республики Узбекистан идет сбор следующих данных для учета и управления, поскольку исходные данные необходимы для управления тепловым режимом.

- Годовое накопление горячей воды (ТДж/год)
- Годовое накопление тепловой энергии (ТДж/год)
- Годовой объем выработки энергии по каждому типу оборудования (ГВт·ч/год)
- Годовое потребление топлива (тыс. т/год)
- Теплотворная способность используемого топлива (ТДж/тыс. т)
- Годовое использование энергии каждого типа оборудования (ТДж/год)

Из вышеприведенных данных, данные за исключением годового использования энергии и теплотворной способности топлива могут быть получены сразу при помощи измерительных приборов на оборудовании. Годовое использование энергии может быть получено как произведение годового использования топлива, считанного со счетчиков, установленных на оборудовании и теплотворной способности используемого топлива. Теплотворная способность топлива на момент сделки с поставщиком или теплотворная способность, рассчитанная теоретически на основе компонентов, подвергаемых анализу на периодической основе, используется в качестве теплотворной способности топлива.

Объем использования энергии после реализации настоящего проекта может быть определен в виде фактического результата эксплуатации оборудования. Однако объем использования энергии до реализации проекта таким образом не определялся.

Данный объем получается в ходе эксплуатации оборудования при тех же условиях отпуска энергии (горячей воды, пара и электроэнергии) как и после реализации проекта. Соответственно, объем использования энергии на тот момент может быть определен из программы расчета теплового баланса существующего оборудования при тех же объемах горячей воды, пара и электроэнергии, как и после реализации настоящего проекта. Точность расчета программы теплового баланса следует проверить на основе данных по эксплуатации прошлого периода. Для этих целей следует создать программу расчета теплового баланса. Если данный метод представляется сложным, то объем используемой энергии, требуемый для производства горячей воды, пара и электрической энергии должен рассчитываться на основе эксплуатационных данных прошлого периода. Далее, объем энергии, используемый оборудованием газовой турбины, соответствующий объему выработки энергии до реализации проекта, следует рассчитывать, основываясь на предположении, что объем энергии вырабатывается существующим оборудованием ТЭЦ, а не данным оборудованием. Для этих целей нами будут указаны существующие теплоэлектроцентрали, чья эксплуатация приостанавливается или коэффициент готовности будет снижен после реализации данного проекта. Эффективность преобразования энергии теплоэлектроцентралей будет использоваться для расчета объема использования энергии.

Если объем использования энергии до и после реализации проекта будет определяться, руководствуясь данным методом, то полученная разница и будет являться эффектом сохранения энергоресурсов.

3.9.2 Эффект снижения выбросов парниковых газов

(1) Техническое обоснование эффекта снижения выбросов парниковых газов

Двуокись углерода (CO_2), основной парниковый газ, возникающий при совместном производстве тепловой и электрической энергии. Объемы выбросов газа можно сократить следующим образом:

- Увеличить параметры эффективности преобразования энергии и снизить объем ее использования
- Использовать топливо с более низким содержанием углерода на единицу теплотворной способности

Техническое объяснение того, почему эффективность преобразования энергии увеличивается в результате реализации данного проекта, приводится в Разделе 3.9.1., в пункте «Техническое обоснование экономии энергоресурсов». Объем энергии, вырабатываемый на других существующих теплоэлектроцентралях, может быть снижен на объем энергии, вырабатываемый свыше объемов, вырабатываемых в настоящее время Ташкентской ТЭЦ, из объемов энергии, вырабатываемых после реализации данного проекта. Ташкентская ТЭЦ работает на природном газе. При эксплуатации существующего оборудования в небольших пропорциях, помимо природного газа, также используются мазут и уголь. Соответственно, сниженные объемы энергии, вырабатываемые существующим оборудованием с использованием мазута и угля, можно заменить на энергию, вырабатываемую с использованием природного газа.

Как видно из объяснений выше, реализация настоящего проекта позволит снизить объемы выброса парниковых газов, руководствуясь вышеприведенными методами.

Парниковый газ, в отличие оксида углерода, выбрасываемого теплоцентралью, имеет в своем составе метан, который может вытекать из герметичных соединений оборудования газового хозяйства. Однако подсчитать объем вытекающего метана

довольно сложно. Кроме этого, предполагается, что утечки будут весьма малыми. Соответственно, метан в рамках настоящего исследования не учитывался.

(2) Исходная точка для расчета эффекта снижения выбросов парниковых газов

1) Концепция исходной точки

Выброс парникового газа (только CO₂) можно получить путем умножения годового объема энергии, использованного соответствующим оборудованием, использующим определенную энергию, на коэффициент, определенный для каждого типа энергии. Соответственно исходной точкой в виде основания для расчета эффекта снижения выбросов парниковых газов является произведение объема использования каждого типа энергии, полученного в Разделе 3.8.1 «Исходная точка для расчета эффекта экономии энергоресурсов» и коэффициента. Коэффициент определен для каждого типа в Руководстве Межправительственной группы по климатическим изменениям (Нормы расчетов Руководства Межправительственной группы по климатическим изменениям для справочника по учету национальных выбросов парниковых газов, Раздел 1.4.1 «Методы расчета выбросов CO₂»).

2) Метод расчета

Выброс парниковых газов (тС/год) = потребление топлива (эквивалент теплотворной способности: ТДж) × потребление выбросов углерода блоком (тС/ТДж) × коэффициент окисления углерода × коэффициент преобразования оксида углерода. Здесь коэффициенты определены для каждого топлива в Руководстве Межправительственной группы по климатическим изменениям и имеют следующие значения:

	Природный газ	Мазут	Уголь
Содержание углерода (тС/ТДж)	15.3	21.1	27.6
Фактор окисления углерода (-)	0.995	0.99	0.98
Соотношение молекулярного веса CO ₂ и C (-)	44/12	44/12	44/12

3) Результаты расчетов

а) Тип топлива и объем годового использования энергии (ТДж)

а. Ташкентская ТЭЦ

Тип топлива

природный газ

Годовое использование энергии $2,016.4 \times 10^3$ Гкал = 8,442 ТДж (Таблица 3-8-1)

б. Другие существующие теплоэлектроцентрали

Общий объем используемой энергии другими существующими теплоэлектроцентралями ($1,004.8 \times 10^3$ Гкал = 4,207 ТДж) описан в Разделе 3.8.1 «Метод расчета исходной точки эффекта экономии энергоресурсов». Однако объем использования энергии по каждому типу топлива не указан. Поэтому объем использования энергии по каждому типу топлива будет рассчитываться основываясь на предположении, что объем использования энергии по природному газу, мазуту и углю равен процентным соотношениям использования энергии, приведенным в Таблице 1-1-2 «Коэффициент использования топлива теплоэлектроцентралями в 2008 году». В таблице ниже приведены результаты расчетов.

Тип топлива	Природный газ	Мазут	Уголь
Отношение использования топлива	94.1	1.8	4.1
Годовое использование энергии (ТДж)	3,959	76	172

с. Итого по Ташкентской и другим теплоэлектроцентралям

Тип топлива	Природный газ	Мазут	Уголь
Годовое использование энергии (ТДж)	12,401 (8,442+3,959)	76	172

b) Исходная точка расчета выбросов парниковых газов

Объем выбросов парниковых газов при использовании природного газа

$$= 12,401 \times 15.3 \times 0.995 \times 44/12 = 692,200 \text{ тС/год}$$

Аналогично объемы парниковых газов, выбрасываемых при использовании мазута и угля составляют 5,500 тС/год и 16,300 тС/год

Поэтому исходной точкой выброса парниковых газов является $= 692.2 + 5.5 + 16.3 = 714.0$ тыс. т- CO₂

c) Определение удельного объема эффекта снижения выбросов парниковых газов, эффективный период и общий объем эффекта снижения

Эффект снижения объемов выбросов парниковых газов определяется как разность между годовым объемом выброса парниковых газов, полученным в процессе эксплуатации установок совместного производства тепловой и электрической энергии новой системы, внедряемой в рамках настоящего проекта и годовым объемом выбросов парниковых газов, определенным в качестве исходной точки на основе предположения, что объемы произведенной горячей воды, пара и электрической энергии одинаковы.

d) Выброс парниковых газов после реализации проекта

Как показано в Таблице 3-8-2 «Объем поставляемой энергии и объем используемой энергии после реализации проекта», годовой объем использования энергии после реализации проекта составляет $2,527.1 \times 10^3$ Гкал = 10,580 ТДж, где в качестве топлива используется природный газ. Поэтому годовой выброс парниковых газов после реализации проекта составляет:

$$10,580 \times 15.3 \times 0.995 \times 44/12 = \text{т- CO}_2 = 590.6 \text{ тыс. т- CO}_2.$$

e) Удельный объем эффекта снижения, эффективный период и общий объем

Вышеприведенные результаты расчетов указывают на то, что исходная точка объема выбросов парниковых газов и объем годового выброса после реализации проекта составляют 714.0 тыс. т-СО₂ и 590.6 тыс. т-СО₂ соответственно.

Предполагается, что период в 30 (тридцать) лет в качестве экономического срока эксплуатации предлагаемого оборудования совместного производства тепловой и электрической энергии является периодом, когда эффект себя проявит. Кумулятивный объем сэкономленных энергоресурсов за тридцать лет приведен в Таблице 3-9-4. Предполагается, что изменений в годовом объеме производства

горячей воды и пара установками совместного производства тепловой и электрической энергии, годового объема электрической энергии или изменений технических характеристик оборудования за этот период не будет.

Табл. 3-9-4 Годовой показатель эффекта экономии энергоресурсов, эффективный период и общий объем

Эффект снижения годовых объемов выбросов парниковых газов (CO ₂)	123.4 тыс. т-CO ₂
Эффективный период	30 лет
Кумулятивный показатель эффекта снижения объемов выбросов парниковых газов	370.2 тыс. т-CO ₂

(3) Метод проверки эффекта снижения объемов выбросов парниковых газов

Методов, напрямую измеряющих выброс оксида углерода в отработанных газах, выбрасываемых оборудованием, нет. Однако выбросы оксида углерода можно рассчитать как произведение объема использованного топлива на данный момент и процентного соотношения содержания углерода в используемом топливе. Объем использования топлива напрямую считывается со счетчиков. Более того, процентное соотношение содержания углерода в используемом топливе получается из результатов анализов, которым подвергается топливо на регулярной основе.

После реализации проекта годовой выброс оксида углерода может быть получен в виде фактических эксплуатационных показателей, используя вышеописанный метод.

Следует рассчитать выбросы двуокиси углерода оборудованием до реализации проекта, основываясь на предположении, что оборудование эксплуатируется при аналогичных условиях, что и после реализации проекта. Для этих целей объем используемой энергии (топлива) может быть получен, используя метод, описанный в Разделе 3.8.1 «Методы определения эффекта экономии энергоресурсов». Затем объем выбросов двуокиси углерода рассчитывается из объема используемого топлива и содержания углерода в используемом топливе.

Если выброс двуокиси углерода до и после реализации проекта можно определить используя вышеописанные методы, то разницу можно рассматривать как эффект снижения выбросов парниковых газов.

3.9.3 Улучшение качества окружающей среды

(1) Эффект снижения выбросов окиси азота

По данным за 2008 год, в Республике Узбекистан эффективность преобразования топлива в электрическую энергию на существующих электростанциях составляла 30.8%. С другой стороны, предполагается, что реализация настоящего проекта с внедрением ГТУ с теплофикационным отбором позволит увеличить годовую выработку 359.9 мВт·ч на Ташкентской ТЭЦ на энергию дополнительного топлива 510.7×10^3 Гкал ($1418.2 \times 10^3 + 2016.4 \times 10^3 = 510.7 \times 10^3$ Гкал/год), как описано в Таблицах 3-9-1 и 3-9-2, что означает, что эффективность преобразования энергии ГТУ с теплофикационным отбором увеличится до 60.6% ($359.9 \times 860 / 1000 / (2527.1 - 2016.4) \times 100 = 60.6\%$). В результате замены существующего устаревшего оборудования на ГТУ с теплофикационным отбором, потребление природного газа, а также мазута и нефти сократится.

Более того, поскольку газовые турбины, вводимые в эксплуатацию в рамках настоящего проекта используют технологию сжигания с низким содержанием NO_x, выброс NO_x на единицу потребления энергии будет ниже.

Эти два эффекта позволят снизить объемы выбросов NO_x .

Предполагается, что выброс NO_x на единицу потребления энергии на существующих электростанциях будет таким, как это показано ниже для примера расчетов.

Табл. 3-9-5 Выброс NO_x на единицу потребления энергии (в виде NO_2)

Тип топлива	Природный газ	Мазут	Уголь
Количество выбросов NO_x (мг/МДж)	45	90	180

Планируется, что концентрация NO_x в отходящих газах ГТУ с теплофикационным отбором будет составлять 25 частей на миллион (сухой, 15% O_2), что в переводе на количество выбросов на единицу потребления топлива будет составлять 42 мг/МДж NO_2 .

Данные по потреблению энергии до и после реализации проекта приведены в Таблицах 3-9-1 и 3-9-2. Следовательно, снижение или увеличение объема годовых выбросов NO_x может быть рассчитано следующим образом. Увеличение выбросов на Ташкентской ТЭЦ составляет 82 т, снижение выбросов на других электростанциях составляет 216 т, следовательно в результате объем выбросов оксида азота уменьшится на 134 т.

Табл. 3-9-6 Увеличение и снижение выбросов NO_x (в виде NO_2)

Электростанция	Ташкентская ТЭЦ			Другие станции				Итого
	Существ.	ГТУ	Итого	Природный газ	Мазут	Уголь	Всего	
Увеличение (+) или снижение (-) объемов выбросов NO_x (т/год)	-113	+195	+82	-178	-7	-31	-216	-134

(2) Снижение объемов выбросов оксида серы

Природный газ содержит небольшое количество серы в отличие от мазута и угля, что означает, что реализация данного проекта также позволит снизить выбросы окислов серы. Предположив, что объемный процент серы, содержащейся в природном газе составляет 13 частей на миллион в виде H_2S и что весовой процент серы, содержащейся в мазуте и угле составляет 1%, то объемы выбросов окислов серы (в виде SO_2) могут быть снижены на 380 т/год.

Табл. 3-9-7 Снижение объемов выбросов SO_x (в виде SO_2)

Электростанция	Ташкентская ТЭЦ			Другие станции				Итого
	Существ.	ГТУ	Итого	Природный газ	Мазут	Уголь	Всего	
Снижение объемов выбросов SO_x (т/год)	-3	+5	+2	-4	-38	-344	-386	-384

(3) Снижение объемов выбросов пыли

Снижение потребления мазута и угля означает снижение объемов выбросов пыли. Однако в связи с отсутствием данных по объемам выбросов пыли электростанциями, от расчетов приходится воздержаться.

3.10 Технико-экономическое обоснование по внедрению специальных условий экономического сотрудничества

Основное оборудование, формирующее газотурбинную установку с теплофикационным отбором включает газовую турбину, котел-утилизатор и генератор. Из всего указанного оборудования котел-утилизатор и генератор используют наработанную и широко известную технологию. Нельзя сказать, что технологии, материалы и оборудование, используемые в Японии являются обязательными для использования и используются в реальном выражении. На данный момент газовые турбины продолжают развиваться как следствие усовершенствования жаропрочных материалов, технологии охлаждения высокотемпературных компонентов и технологии сжигания с низким выходом NO_x для достижения более высоких температур, призванных улучшить эксплуатационные качества. Однако большая часть технологий, способствующих развитию газовых турбин, была заимствована из технологий, применяемых в авиационных двигателях. Более того, технология поддержания температуры сжигания будет применена в предлагаемой для настоящего проекта газовой турбине класса 25 мВт. Поэтому нельзя сказать, что технология, материалы и оборудование, используются Японскими инженерами для газовых турбин. Данный аспект относится к системе совместного производства тепловой и электрической энергии, вырабатывающей два вида энергии – электрическую и тепловую – используя первичную энергию. Система совместного производства тепловой и электрической энергии, эксплуатируемой в соответствии с потребностями в тепловой и электрической энергии. В газовой турбине с системой совместного производства тепловой и электрической энергии газовая турбина должна эксплуатироваться при низких нагрузках для удовлетворения потребностей в тепловой энергии, особенно в течение периода низкого спроса. Это приведет к снижению эксплуатационной эффективности.

Во избежание подобных эксплуатационных процедур можно рассмотреть систему, где излишки пара, содержащиеся в тепловой энергии, выработанной котлом-утилизатором, направляются в газовую турбину в качестве рабочей жидкости. Маловероятно, что Японские операторы рассматривали возможность внедрения такой системы и технологии для использования данной системы.

Как было описано выше, маловероятно, что технологии, материалы и оборудование, используемое Японскими операторами, будет обязательным к применению и будет реально использоваться.

Глава 4 Экономико-финансовый анализ и показатели эффекта от реализации проекта

4.1 Эксплуатационные условия ТЭЦ

4.1.1 Эксплуатационные условия оборудования, внедряемого по кредиту по линии ОПР Японии

При проведении экономико-финансового анализа нужно предположить мощность, тепловой КПД и другие параметры ТЭЦ, но эти параметры несколько различаются по поставщикам энергоустановок. Кроме того, заказ на поставку энергоустановок, как правило, осуществляется по ЕРС-контракту, а выбор ЕРС-контрактора, - по международному тендеру. При этом оценка предложенных цен осуществляется с учетом различий предложенной спецификации и характеристик мощности и теплового КПД, поэтому участник тендера, предлагавший самую низкую цену, не обязательно станет первым претендентом.

Таким образом, в данной главе выбрана как модель для рассмотрения газовая турбина H25 производства фирмы Хитачи, представляющая собой среднюю мощность среди 5-и моделей энергоустановок с газовой турбиной (в дальнейшем, - ГТ) класса 25 МВт, представленных в табл. 3-1-2, и проведено дальнейшее рассмотрение. В табл. 4-1-1 представлены эксплуатационные условия оборудования, внедряемого на Ташкентскую ТЭЦ по кредиту по линии ОПР Японии, которые применяются при экономико-финансовом анализе. В качестве предполагаемой мощности и теплового КПД данной модели выбраны результаты исследования, представленные в п. 3.1.4. Срок строительства, - 39 месяцев, предложенных в п. 3.6 в качестве рекомендуемого срока. Так как Ташкентская ТЭЦ была спланирована как важный источник электро- и теплоснабжения и на ней будет внедрена высокоэффективная ГТ-ая когенерационная установка, предполагается базовый режим эксплуатации, на основании чего установили годовой коэффициент нагрузки как базовый режим на 85%, представленный в п. 4.3 в качестве эксплуатационных показателей. Продолжительность эксплуатации объекта, - 25 лет, определяемые на основе срока службы энергоустановки, представленной в п. 3.1.4.

Табл. 4-1-1 Эксплуатационные условия оборудования, внедряемого по кредиту по линии ОПР Японии для Ташкентской ТЭЦ

Модель ГТ	Hitachi H25 x 2
Выходная мощность брутто @15°C, 963ч Па, ОВ 60%	54,340 кВт
Выходная мощность нетто @15°C, 963ч Па, ОВ 60%	48,340 кВт
Тепловая мощность нетто	73.9 Гкал/ч
Общий тепловой КПД нетто (НТС)	77.5%
Срок строительства	39 мес.
Коэффициент полноты нагрузки электростанции	85%
Срок службы проектируемого объекта	25 лет

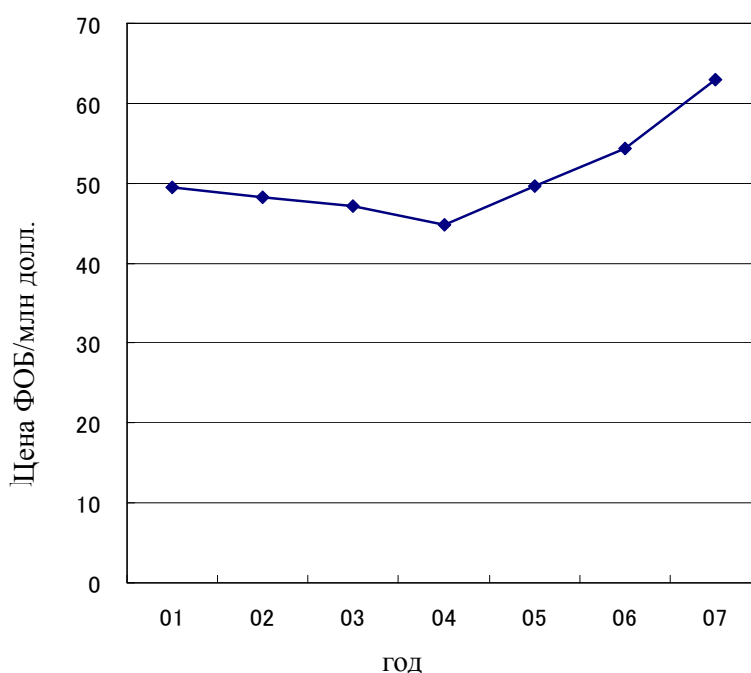
4.2 Затраты на реализацию проекта

4.2.1 Динамика цен на энергоустановки комбинированного цикла

Состав основного оборудования ГТ-ой когенерационной энергоустановки похож на состав оборудования энергоустановки комбинированного цикла (ЭУКЦ). Поэтому можно предполагать динамику цен на ГТ-ые когенерационные энергоустановки на основе исследования динамики цен на оборудование ЭУКЦ за последние годы.

Так как высокотемпературные узлы газовой турбины (ГТ), являющейся главным оборудованием двух типов энергоустановок, изготавливаются в качестве основных материалов из редких металлов, таких как никель, хром, кобальт и прочие, в связи с удорожанием этих редких металлов и стальных материалов, за последние годы резко увеличились затраты на изготовление ГТ. К тому же одним из факторов подорожания ЭУКЦ является высокий уровень спроса на высокоэффективные ЭУКЦ, превышающий уровень предложения и вызванный подорожанием энергоносителей.

На нижнем рисунке представлена динамика цен FOB на ЭУКЦ, состоящей из двух ГТ, H25 фирмы Хитачи, выбранной как модель оценки. Примерно с 2004 г. цены резко поднялись и в течение последующих трех лет выросли примерно в 1,41 раз, примерно 12% в год. В 2008 году цены еще больше возросли и по состоянию на март 2008 г. достигли по нашему расчету уровня 100 млн долл.



(Источник) Справочник «Gas Turbine World GTW Handbook»

Прим. : Так как данные за 2002 и 2005 гг. отсутствуют, выбрали среднее значение до и после соответствующих лет.

Рис. 4-2-1 Динамика цен FOB на ЭУКЦ, состоящей из двух ГТ марки H25

В своем отчете «Изучение цен на оборудование в энергетическом секторе», составленном в июне 2008 г. Мировой банк тоже отмечает повышение цен на энергоносители и стальные материалы, а также повышение цен на энергоустановки по рыночным причинам, где объем спроса превышает возможность предложения поставщиков. При этом в данном отчете делается предположение о дальнейшей динамике цен, что в связи с падением экономики США, вызванным проблемой субстандартного кредита в 2007 году, ведет к успокоению резкого роста цен, наблюдаемого за последние годы. Поэтому в нашем исследовании также предполагается, что при резком изменении условий вокруг рынка энергоустановок, восстановится стабилизация цен на энергоустановки.

4.2.2 Расчет затрат на реализацию проекта

Затраты на реализацию проекта состоят из затрат на строительство электростанции (цены на ЕРС), затрат на консультантские работы, резервного фонда, различных налогов и пошлин, процентной ставки при строительстве и непосредственных затрат, возникающих на стороне ГАК «Узбекэнерго». В таблице 4-2-1 представлены из вышеперечисленного затраты на строительство электростанции, затраты на консультантские работы и резервный фонд, рассчитанные по состоянию на март 2009 г. Так как установка для обработки воды для пополнения водогрейного котла и подогреватель, указанные в п. А1(2), являются основным оборудованием существующей системы снабжения горячей воды и не относятся к оборудованию данной ГТ-ой когенерационной энергоустановки, они исключаются из затрат на строительство, используемых при экономико-финансовом анализе.

Составлена смета на физический резервный фонд в размере 5% от затрат на строительство. Ценовой резервный фонд был рассчитан с предположением, что процент будущего повышения цен (доли внутренней валюты) составит 8,1 % за год, что составляет среднее значение индекса потребительских цен в Узбекистане за период 2003 – 2007 гг. Кроме того, для расчета доли иностранной валюты использована процентная ставка 2,6% за год, указанную ЛСА. Таможенная пошлина различается номенклатурой продукции, поэтому для расчета использовано ее среднее значение 20%. Налог на добавочную стоимость установлена также на 20%. Процентная ставка на период строительства относительно части затрат на строительство электростанции использована годовая процентная ставка 0,55%, являющаяся льготным условием правительственного кредита Японии. Расчет комиссионных за обязательство произведен при условиях, что срок предоставления кредита, - 9 лет, годовая процентная ставка, - 0,1%.

Как изложено выше, по мере спада мировой экономики цены на исходные материалы падают, но на период марта 2009 года падение цен на энергоустановки определенно не выявлено и следует обратить внимание на дальнейшую динамику цен на энергоустановки.

Табл. 4-2-1 Смета затрат на реализацию проекта
(по состоянию на март 2009 г.)

Категория	Доля местной валюты		Доля ин. валюты	Сумма	
	Узб. сум, млрд.	Эквив. яп. иен, млн	Яп. иена, млн	Эквив. узб. сум, млрд	Яп. иена, млн
А. Строительство ЭС		4.924	13.700	27.937	18.624
A1. Цена ФОБ на оборудование	-	1.898	12.228	21.188	14.126
(1) Основная часть ЭС	2.600	1.734	8.042	14.663	9.776
(2) Подстанция 110 кВ	246	164	656	1.230	820
A2. Морская транспортировка и страхование		-	614	921	614
A3. Сухопутная транспортировка и страхование	677	451	-	677	451
A4. Строительство, монтаж и страхование	3.863	2.576	859	5.151	3.434
	-				
В. Консультантские работы	-				
(включая повышение цен и материальный резерв на непредвиденные расходы)	207	138	672	1.215	810
С. Резерв на непредвиденные расходы (для п. А)					
C1. Материальный резерв на непредвиденные расходы (5% А)	2.888	1.926	1.161	4.630	3.087
C2. Резерв на случай повышения цен (Инвалюта: 2,6%/г., местн.валюта: 8,1%/г.)	514	342	567	1364	909
Д. Налоги и госборы					
D1. Таможенные пошлины (30% инвалютой части А1 и А2)	2.794	1.862			1.862
D2. Налог на добавленную стоимость (20% А и D1)	5.087	3.391			3.391
Е. Процентная ставка на период строительство (0,55% /г. для А)		26	53	118	79
Ф. Комиссионные за обязательства (0,1% /г. А-Е, 9 лет)			114	171	114
	-				-
Итого	11.490	12.610	12.754	30.164	25.363

Прим.:) В колонке «Эквив.» представлены суммы, эквивалентные в перерасчете на другие инвалюты.

4.3 Финансовый анализ

В качестве оценочных показателей финансовой доходности данного проекта используем внутреннюю ставку доходности проекта в финансовом выражении (FIRR) и другие показатели. Эти оценочные показатели вычислены с использованием движения наличных средств, выражающего чистый приведенный доход и состоящего из финансовых затрат и финансовых выгод данного проекта.

4.3.1 План финансирования

Из затрат на строительство проектируемого объекта, составляющих 23.402 млн японских иен, 19.892 млн японских иен (85%) обеспечиваются кредитом правительства иностранного государства, остальные 3.510 млн японских иен (15%) и процентная ставка при строительстве покрываются собственными средствами стороны Узбекистана.

Для суммы кредита, предоставляемого правительством иностранного государства, составляющего 85% затрат на строительство проектируемого объекта, применяются нижеследующие предварительные условия:

Табл. 4-3-1 Условия кредита

Позиции	Условия кредита (пример: льготные условия для наименее развитых стран)
Предполагаемая процентная ставка	Годовая ставка 0,55%
Период выплаты кредита	30 лет, с 11-го по 40-й год после начала строительства проектируемого объекта
Срок отсрочки платежей	10 лет после начала строительства проектируемого объекта

4.3.2 Предварительные условия финансового анализа

(1) Курс обмена валют

Курс обмена валют определяется нижеследующим образом:

1 долл. США = 100 японских иен

1 долл. США = 1,500 сум, по состоянию на март 2009 г.

(2) Цена продажи электроэнергии

Текущая цена продажи электроэнергии, представленная ГАК «Узбекэнерго», - 0.04 долл. США (4.00 цента) /кВтч.

(3) Цена продажи теплоэнергии

Текущая цена продажи электроэнергии, представленная ГАК «Узбекэнерго», - 7,3 долл. США/Гкал (10,920 сум/Гкал).

(4) Право на выбросы из-за сокращения выбросов CO₂

Право на выбросы из-за сокращения выбросов CO₂ добавляется в доход. В случае сжигания природного газа, мазута и угля, объем сокращения выбросов CO₂ будет следующим: в качестве цены используется минимальная цена продажи в 2012 году 13.4 евро/CO₂ т. по курсу обмена валют по состоянию на декабрь 2008 г.

Табл. 4-3-2 Годовой объем сокращения выбросов CO₂

Топливо	Теплоэнергия, сокращаемая при сжигании за год	Коэфф. выбросов CO ₂ x коэфф. окисления углерода	Годовой объем сокращения выбросов CO ₂
Природный газ	1,820.0 (трлн Дж)	56,100 x 0.995	101,593 (т.)
Мазут	76,1 (трлн Дж)	73,300 x 0.99	5,526 (т.)
Уголь	172.9 (трлн Дж)	96,100 x 0.98	16,284 (т.)
Сумма	2,069.1 (трлн Дж)	—	123,404 (т.)

(5) Цена топлива

Текущая цена топлива, представленная ГАК «Узбекэнерго», - 4,6 долл. США/Гкал (0.0376 долл. США/Нм³1).

(6) Затраты на эксплуатацию и техобслуживание

1) Затраты на персонал, занимающийся эксплуатацией и техобслуживанием нового оборудования (21 чел.) и годовые затраты на ремонт нового оборудования для химобработки воды составляют в сумме 2,757,000 долл. США/г.

(7) Налоги

- 1) Освобождается от налога на импорт (20%).
- 2) Освобождается от налога на добавленную стоимость (20%).
- 3) Налог на доходы юридических лиц составляет 10% облагаемого налогом дохода.

(8) Рост инфляции

Рост инфляции в период реализации проекта не учитывается.

(9) Срок строительства и срок эксплуатации

В настоящем анализе используем ход строительства и срок эксплуатации нижеследующий:

- 1) Ход строительства: 4 года
- 2) Срок эксплуатации: 25 лет

(10) Процентная ставка при строительстве, комиссионные за обязательство

В финансовом анализе эти факторы не включены в расчет затрат.

4.3.3 Показатели финансового анализа

В качестве аналитических показателей финансовой оценки проекта используем три нижеследующих показателя:

(1) Чистый приведенный доход (NPV)

При определенной ставке дисконтирования (альтернативные издержки капитала: в данном проекте, - 12%) данный показатель составляет разницу между суммой настоящей стоимости выгод и суммой настоящей стоимости затрат в период реализации проекта. Со значением показателя NPV большим чем 0, проект считается рентабельным.

(2) Отношение дохода к затратам (B/C Ratio)

При определенной ставке дисконтирования (альтернативные издержки капитала: то же, что и выше) данный показатель показывает отношение суммы настоящей стоимости выгод к сумме настоящей стоимости затрат в период реализации проекта. Со значением отношения дохода к затратам большим чем 1, проект считается рентабельным.

(3) Внутренняя ставка доходности проекта в финансовом выражении (FIRR)

«NPV = 0», то есть ставка дисконтирования, при которой равны сумма настоящей стоимости выгод и сумма настоящей стоимости затрат, что называется внутренней ставкой доходности проекта. Если значение FIRR больше, чем среднесрочная процентная ставка данной валюты, как правило, проект считается рентабельным.

Показатели NPV, В/С, FIRR в период эксплуатации данного проекта (25 лет), вычисленные из вышеуказанных выгод и затрат, представлены в табл. 4-3-3. (Расчет представлен на следующей странице).

Табл. 4-3-3 FIRR (внутренняя ставка доходности проекта в финансовом выражении)

NPV (ставка дисконтирования : 12%)	В/С (ставка дисконтирования : 12%)	FIRR
-42.3 млн долл. США	0.7	3.7%

При рассмотрении трех вышеуказанных показателей, NPV, В/С Ratio, EIRR, являющихся критериями определения годности отдельного проекта, установили, что NPV меньше, чем 0, а В/С Ratio больше, чем 1, поэтому проект не считается достаточно рентабельным.

Расчетный документ для финансового анализа

Год	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Цена продажи теплоэнер.					4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017
Цена продажи электроэнер.					14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396
ССВ					1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
Сумма дохода					19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638
Затраты на топливо					5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097
Затраты на экспл./техобсл.					2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757
Сумма издержек					7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854
Прибыль					11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784
Налоги (10%)					1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
Затраты на строительство	48,000	48,000	48,000	16,000										
Счет прибылей и убытков	-48,000	-48,000	-48,000	-16,000	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017	4,017
14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396	14,396
1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638	19,638
5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097	5,097
2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757	2,757
7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854	7,854
11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784	11,784
1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606	10,606

4.3.4 Измерение влияния

В случае изменения факторов, являющихся предварительными условиями проекта, рассматривается степень их влияния на рентабельность проекта. Относительно факторов, оказывающих влияние на затраты и выгоды проекта, как показано в табл. 4-3-4, устанавливаются диапазон изменения от ожидаемого значения в величинах плюс или минус (в случае оптимистического и пессимистического варианта) и измеряют влияние на финансовые показатели.

Табл. 4-3-4 Измерение влияния

Факторы изменения	Доход	Стоим. оборуд.	NPV (ставка дисконт.: 12%)	В/С (ставка дисконт.: 12%)	FIRR
Оптим. вар.	10%	-10%	-15.9 млн долл. США	0.9	5.9%
Пессим. вар.	-10%	+10%	-68.7 млн долл. США	0.5	1.6%

Даже при оптимистическом варианте показатель NPV, являющийся критерием для определения рентабельности отдельного проекта, остается еще меньше, чем 0, а показатель В/С Ratio, - меньше, чем 1, поэтому можно сделать вывод о невозможности ожидания высокой рентабельности данного проекта.

4.3.5 Финансовая оценка

- (1) В вышеизложенном был представлен показатель FIRR, вычисленный при предположении реализации данного проекта. Однако, из этого результата не всегда можно сделать вывод о высокой рентабельности данного проекта. В таком случае для реализации данного проекта увеличивается необходимость использования кредита по линии ОПР. В настоящее время процентная ставка кредита, предоставляемого правительством Японии (и направляемого на меры по воздействию на изменение климата), находится на уровне 0.25%. В случае реализации данного проекта по кредиту по линии ОПР Японии, для Ташкентской ТЭЦ проект станет высокорентабельным.
- (2) Даже при снижении на 10% цены продажи единицы энергии, которая является показателем, влияющим самым чувствительным образом на рентабельность, рентабельность не снизится настолько, чтобы потерялась обоснованность реализации данного проекта.

4.4 Экономический анализ

Экономическая оценка нацелена на подбор проектов, обеспечивающих оптимальное распределение природных ресурсов с точки зрения государства, и ее принцип заключается в том, что затраты и выгоды с реализацией проекта (With Project Case) и без реализации проекта (Without Project Case) сравниваются и представляются в количественной форме. Считается, что на идеальном рынке конкуренции, являющимся основой этой теории, спрос и предложение балансируют на рыночной цене и природные ресурсы будут распределены оптимально. Так как при экономической оценке проекта цена природных ресурсов оценивается с точки зрения всего государства, нужно откорректировать рыночную цену (Market Price) предполагаемых затрат и выгод на экономическую цену (Economic Price).

Большая часть затрат на строительство нового оборудования, внедряемого для данного проекта, будет представлена в иностранной валюте, закупка деталей для техобслуживания

будет произведена, предположительно, большей частью также за иностранную валюту, поэтому наше исследование производится с учетом того, что тариф на электроэнергию и другие тарифы пересчитываются на долл. США, к доходу от продаж электросети выработанной на ГТЭУ электроэнергии, составляющему выгоды, и к эффекту сокращения выбросов CO₂ добавляются затраты на снабжение, сокращенные за счет уменьшения объема сжигания топлива.

4.4.1 Расчет выгод

При экономической оценке, сравнивая случай реализации альтернативного проекта (With Case) и случай без его реализации (Without Case), извлекают и измеряют дополнительно создаваемые выгоды, затем оценивают экономическую обоснованность проекта при сравнении с дополнительными затратами.

Основная цель данного проекта заключается в улучшении коэффициента загрузки существующих производственных мощностей, повышении надежности энергоустановок и КПД преобразования энергии.

Кроме того, в случае реализации данного проекта предполагается нижеследующий экономический эффект:

- С реализацией данного проекта, улучшающего КПД выработки электроэнергии, сократится объем потребления топлива, сократятся и затраты на выработку электроэнергии в ГАК «Узбекэнерго» и Ташкентской ТЭЦ.
- Стабильное, бесперебойное снабжение тепловой и электрической энергией будет способствовать развитию промышленности данного региона, включая соседние промышленные объекты.
- С повышением КПД выработки электроэнергии можно ожидать вклад в защиту окружающей среды, включая сокращение выбросов CO₂ и SO_x и другие.
- При производстве работ по коммуникациям появляется возможность трудоустройства для местных жителей.
- При производстве работ по коммуникациям можно осуществлять переход технологий, что способствует повышению технического уровня Узбекистана.

Ниже показан результат вычисления экономических выгод, представляемых в количественной форме.

Считается, что для Узбекистана, экспортирующего природный газ, эффект сокращения потребления природного газа от реализации данного проекта непосредственно превращается в экономический эффект для страны. Предполагается, что в дополнение к экономическим выгодам от продажи электросети выработанной на ГТЭУ электроэнергии и к эффекту сокращения выбросов CO₂, весь объем природного газа из части сокращения топлива, осуществляемого в Узбекистане в целом благодаря внедрению ГТЭУ, перенаправится на экспорт. Считая сумму дохода от продажи этого объема природного газа как «сумму денежных средств, соответствующую экономическим выгодам, получаемым от реализации проекта», вычисляют общую сумму выгод.

В качестве экспортной цены на природный газ используют цену «Газпрома» РФ для Европы в 2008 г. (326 долл. США/1000м³). В результате вычисления эффекта энергосбережения и удельной теплотворности топлива, внедрением ГТЭУ получится сокращение сжигания природного газа в следующем объеме:

Табл. 4-4-1 Годовой объем сокращения сжигания природного газа

Топливо	Теплоэнергия сокращения сжигания за год	Теплотворность (НТС)	Годовой объем сокращения сжигания
Природный газ	494,194 (Гкал)	8,159 (ккал/м ³)	60,571 (1000м ³)

4.4.2 Показатели экономического анализа

В качестве аналитических показателей для экономической оценки проекта используются, как и при финансовом анализе, три нижеследующих показателя:

(1) Чистый приведенный доход (NPV)

При определенной ставке дисконтирования (альтернативные издержки капитала) данный показатель составляет разницу между суммой настоящей стоимости выгод и суммой настоящей стоимости затрат в период реализации проекта. Со значением показателя NPV больше чем 0, проект считается рентабельным.

(2) Отношение дохода к затратам (B/C Ratio)

При определенной ставке дисконтирования (альтернативные издержки капитала: то же, что и выше) данный показатель показывает отношение суммы настоящей стоимости выгод к сумме настоящей стоимости затрат в период реализации проекта, и вычисляется по нижеприведенной формуле. Со значением отношения дохода к затратам, большим чем 1, проект считается рентабельным.

(3) Экономическая внутренняя ставка доходности проекта (EIRR)

«NPV = 0», то есть ставка дисконтирования, при которой равны сумма настоящей стоимости выгод и сумма настоящей стоимости затрат, что называется внутренней ставкой доходности проекта. Если значение EIRR больше, чем альтернативные издержки капитала (10-12%), проект считается, как правило, рентабельным.

В табл. 4-4-2 представлены показатели экономического анализа, вычисленные при установке вышеприведенных условий. Вычисленный EIRR данного проекта больше, чем стандартные альтернативные издержки капитала, составляющие 12%, с точки зрения экономической оценки данный проект считается годным. При рассмотрении трех вышеприведенных показателей NPV, B/C Ratio, EIRR, являющихся критериями для определения рентабельности отдельного проекта, проект считается экономически годным, если NPV – больше, чем 0, B/C Ratio – больше, чем 1, EIRR – больше, чем альтернативные издержки капитала.

Табл. 4-4-2 Показатели экономического анализа

NPV (ставка дисконт.:12%)	B/C (ставка дисконт.:12%)	EIRR
121.8 млн долл. США	2.0	14.8%

4.4.3 Показатели измерения влияния

Как и при финансовом анализе, в случае изменения факторов, являющихся предварительными условиями проекта, рассматривается степень влияния на рентабельность проекта. Относительно факторов, оказывающих влияние на затраты и выгоды проекта, составляющие рентабельность, как показано в табл. 4-4-3,

устанавливают диапазон изменения от ожидаемого значения в величинах плюс или минус (в случае оптимистического и пессимистического варианта) и измеряют влияние на показатели экономического анализа.

Табл. 4-4-3 Измерение влияния

Факторы изменения	Доход	Стоим. оборуд.	NPV (ставка дисконт.: 12%)	В/С (ставка дисконт.:12%)	EIRR
Оптим. вар.	10%	-10%	165.3 млн долл. США	2.5	17.8%
Пессим. вар.	-10%	+10%	78.4 млн долл. США	1.6	12.0%

Даже EIRR, вычисленный в пессимистическом варианте, еще обеспечивает альтернативные издержки, составляющие 12%, поэтому с точки зрения экономической оценки проект считается сравнительно малорискованным.

4.5 Выводы экономико-финансового анализа

В результате экономического анализа, нацеленного на подбор проектов, обеспечивающих оптимальное распределение природных ресурсов на основе интересов государства, вычисленными показателями такими, как EIRR (экономическая внутренняя ставка доходности проекта) и другие, подтверждается необходимость реализации данного проекта.

Однако, из показателя FIRR (внутренняя ставка доходности в финансовом выражении) и других показателей нельзя сделать вывод о достаточной доходности проекта в финансовом выражении.

Таким образом, с целью сокращения финансового риска, связанного с реализацией данного проекта, предпочтительно использовать кредит по линии ОПР, предоставляющий низкую процентную ставку и период отсрочки платежей. В настоящее время кредит, предоставляемый правительством Японии (и направляемый на меры по воздействиям на изменение климата), находится на уровне 0.55% (льготное условие для наименее развитых стран). В случае реализации данного проекта по кредиту по линии ОПР Японии, значение показателя FIRR значительно превышает годовую процентную ставку японского кредита, в результате чего сторона Ташкентской ТЭЦ, являющаяся организацией-исполнителем, обеспечит рентабельность.

4.6 Установка эксплуатационных показателей и показателей эффекта

Для мониторинга за контролем эксплуатационных характеристик электростанции, контролем эксплуатации и техобслуживания, а также для подтверждения их эффекта, устанавливаются нижеприводимые показатели эксплуатационного эффекта.

Эксплуатационные показатели

- Номинальная электрическая мощность нетто
- Номинальная тепловая мощность
- Общий тепловой КПД нетто
- Коэффициент загрузки производственных мощностей
- Время простоя по причине человеческих ошибок
- Время простоя по причине неисправности оборудования
- Время простоя по плану останова

Показатели эффекта

- Номинальная электрическая мощность нетто
- Годовой объем теплоснабжения

Целевое значение каждого показателя устанавливается на основе международного опыта группы исследования. Можно установить целевое значение первоначально на относительно низком уровне. Значения позиций показателей проверяют регулярно, оценивают их ежегодно и достигают более высокого целевого значения, направляя на окончательную цель.

Как показано в нижней таблице, следует подтверждать и оценивать каждое целевое значение. Показатели были установлены на основе справочника «Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002» (Справочник по эксплуатационным показателям и показателям эффекта, 2-е издание, выпущенный JBIC, октябрь 2002 г.).

Табл. 4-6-1 Эксплуатационные показатели и показатели эффекта

Показатели	Цел. знач.	Срок подтв.	Срок оценки	Примечание
Эксплуатационные показатели				
Номин. эл.мощн. нетто	48.3 МВт	Ежем.	Ежег.	Номинальная эл.мощность нетто должна быть определена на основе гарантийного значения энергоустановки с серьезным учетом времени после запуска, состояния энергоустановки и проч. Так как на данную ТЭЦ будут внедрены ГТ-ые когенерационные установки, предполагается снижение мощности из-за старения ГТ.
Номин. тепломощн.	73.9 Гкал/ч	Ежем.	Ежег.	Так как основная функция данной ТЭЦ, - теплоснабжение, это очень важный показатель, как и вышеприведенная электромощность. Номинальная тепловая мощность должна быть определена на основе гарантийного значения энергоустановки с серьезным учетом времени после запуска, состояния энергоустановки и проч.
Общий тепловой КПД нетто	77.5%	Ежем.	Ежег.	Общий тепловой коэффициент нетто = (годовой объем выработки эл.энергии нетто + годовой объем отпуска тепловой энергии) / годовой объем потребления топлива Определением общего теплового КПД из суммы объема выработки электроэнергии и объема отпуска тепловой энергии он станет показателем для общего определения КПД ТЭЦ. Общий тепловой коэффициент нетто должен быть определен на основе гарантийного значения энергоустановки с серьезным учетом времени после запуска, состояния энергоустановки и проч.
Коэфф. загрузки произв. мощн.	85%	Ежем.	Ежег.	Коэффициент загрузки производственных мощностей = годовой объем отпуска тепловой энергии / (номинальная тепловая мощность x 24 x 365) x 100 Так как основная функция данной ТЭЦ, коэффициент загрузки производственных мощностей оценивается с точки зрения отпуска тепловой энергии. Благодаря внедрению высокоэффективной ГТ-ой когенерационной установки, предполагается высокий коэффициент загрузки производственных мощностей, но из-за того, что срок периодической инспекции существенно влияет на коэффициент загрузки производственных мощностей, при установке целевого значения следует внимательно учесть срок периодической инспекции.
Время простоя из-за чел. ошибок	0	Ежег.	Ежег.	Данная ТЭЦ предполагает базовый режим эксплуатации. Поэтому мало случаев человеческих ошибок, таких как ошибочное управление, целевое значение, - 0 ч.
Время простоя из-за неиспр. оборуд.	438 ч	Ежег.	Ежег.	Так как неизбежен останов по причине непредвиденной неисправности оборудования, целевое значение предполагается в размере примерно 18 дней (438ч).

Показатели	Цел. знач.	Срок подтв.	Срок оценки	Примечание
Время простоя по плану останова	240 ч	Ежег.	Ежег.	По видам проверки различается время простоя; для проверки горелок, - 240 ч/раз (каждые 16000 ч), для проверки ГТ, - 456 ч/раз (каждые 32000 ч), для основного технического осмотра, - 672 ч/раз (каждые 64000 ч). Целевое значение, указанное в левой графе, - установка в год выполнения проверки горелок.
Показатели эффекта				
Номин. эл.мощн. нетто	48.3 МВт	Ежем.	Ежег.	Номинальная электрическая мощность нетто должна быть определена на основе гарантийного значения энергоустановок с серьезным учетом срока службы с момента пуска, состояния энергоустановок и прочих параметров. Так как данная ТЭЦ является газотурбинной когенерационной энергоустановкой, предполагается снижение мощности ГТ из-за деградации при старении.
Годовой объем отпуска теплоэнер.	550 Ткал	Ежег.	Ежег.	Годовой объем отпуска тепловой энергии=73.9 Гкал/ч x 8760 ч x 0.85 Срок периодической инспекции существенно влияет на годовой отпуск тепловой энергии. При определении целевого значения следует обратить серьезное внимание на срок периодической инспекции.

Глава 5 Базовое обследование экологических и социальных влияний

5.1 Экологическое законодательство

5.1.1 Управление охраны окружающей среды

(1) Административное деление

Главную роль в управлении охраной окружающей среды в Узбекистане играют нижеследующие правительственные органы:

- ✓ Президент – принимает основные решения по экологическим проблемам и осуществляет руководство по продвижению международного сотрудничества в сфере охраны окружающей среды.
- ✓ Парламент – осуществляет разъяснение политики по охране окружающей среды, принимает решения на съезде, сотрудничество с госкомитетом по охране окружающей среды, устанавливает зоны охраны окружающей среды и аварийные зоны и упорядочивает законы.
- ✓ Кабинет министров – исполняет политику по охране окружающей среды, принимает решения по охране окружающей среды, контролирует исполнение и осуществляет распределение природных ресурсов.

(2) Органы исполнения

При вышеприведенном распределении ролей фактическим основным субъектом исполнения в управлении охраной окружающей среды является Государственный комитет по охране окружающей среды (Госкомприрода), созданный 1989 г. при кабинете министров; он представляет доклад в парламент. В качестве региональных организаций Госкомприроды учреждены региональные комитеты по охране окружающей среды в областях и крупных городах.

Управление и исполнение охраны окружающей среды осуществляются государственным и региональными комитетами по охране окружающей среды.

Госкомприрода отвечает за нижеследующие виды деятельности:

- 1) правовое наблюдение за охраной окружающей среды;
- 2) продвижение природоохранного плана;
- 3) руководство экологическими испытаниями, проводимыми государством;
- 4) одобрение экологических норм;
- 5) выдача разрешений и их аннулирование на выбросы и хранение загрязняющих веществ и промышленных отходов;
- 6) исполнение экологических измерений;
- 7) международное сотрудничество по экологическим проблемам

Кроме Госкомприроды природоохранным контролем занимаются, каждый в своей области компетенции, Комитет по безопасности промышленного труда, Министерство здравоохранения, Министерство внутренних дел, Министерство сельского и водного хозяйства. Кроме того, обязательства по исполнению мер по охране окружающей среды наложено на Госкомитет по использованию земельных ресурсов, Госкомитет по лесу, Главгидромет и на другие организации.

Относительно мониторинга за состоянием атмосферного воздуха и качества воды в обычной окружающей среде, фактическое измерение проводит, в основном, Гидрометеорологический институт Узбекистана (Узгидромет) при Госкомприроде.

5.1.2 Законодательная система по охране окружающей среды

Законодательные акты Узбекистана об охране природы, использовании природных ресурсов и охране окружающей среды, состоят из законов, указов Президента, постановлений кабинета министров, нормативных актов. Законодательная база, касающаяся охраны окружающей среды, состоит не только из экологических законодательных актов, но и из законодательных актов о земле, воде и о защите экологии животного и растительного мира. Ниже представлены основные законы об охране окружающей среды и годы их принятия.

- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об охране природы» (9 декабря 1992 г., 754-ХП)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О воде и водопользовании» (6 мая 1993 г., 837-ХП)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об охране атмосферного воздуха» (27 декабря 1996 г., 353-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об охране и использовании животного мира» (26 декабря 1997 г., 545-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об охране и использовании растительного мира» (26 декабря 1997 г., 543-И)
- ✓ Земельный кодекс Республики Узбекистан (30 апреля 1998 г., 599-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О лесе» (15 апреля 1999 г., 770-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (20 августа 1999 г., 824-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об экологической экспертизе» (25 мая 2000 г., 73-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О радиационной безопасности» (31 августа 2000 г., 120-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О защите сельскохозяйственных растений от вредителей, болезней и сорняков» (31 августа 2000 г., 116-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О твердых отходах» (5 апреля 2002 г., 362-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «О недрах» (13 декабря 2002 г., 444-И)
- ✓ Закон Республики Узбекистан «Об охраняемых природных территориях» (3 декабря 2004 г., 710-И)

Вышеприведенное, - основные законы, кроме них выпущено много постановлений и нормативных актов, нужных для конкретного регулирования.

5.1.3 Основные экологические нормы

В качестве основных экологических норм в Узбекистане представлены нормы и правила, относящиеся к параметрам в зоне тепловых электростанций, к таким как атмосферный воздух, качество воды и шумы.

(1) Атмосферный воздух

1) Экологические нормы

В Узбекистане с целью защиты здоровья людей установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) для NO₂, NO, CO и сажи в обычной окружающей среде и в рабочей среде. Нормы в обычной окружающей среде, - нормы за 30 мин и за 24 ч. ПДК основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из газовой ТЭС, представлены в табл. 5-1-1. Кроме этого, установлены ПДК для ванадия и

бензопирена, связанных с ТЭС, работающих, в основном, на масле и угле.

Табл. 5-1-1 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ, выбрасываемых из ТЭС

Загрязняющие вещества	Предельно допустимые концентрации (ПДК), мг/м ³			Классификация опасности
	Макс. (раз в 30мин.)	Средняя за 24ч.	На рабочем месте	
Двуокись азота (NO ₂)	0.085	0.06	5.0	2
Окись азота (NO)	0.6	0.25	-	3
Двуокись серы (SO ₂)	0.5	0.2	10.0	3
Окись углерода (CO)	5.0	4.0	20.0	4
Сажа	0.15	0.1	-	3
Бензопирен	-	0.1 мкг/100 м ³	0.00015	1

(Источник) Санитарные нормы, правила и нормативные документы о гигиене Республики Узбекистан. СанПиН №0015-94.

2) Нормы выбросов

В Узбекистане максимальная концентрация на поверхности земли загрязняющих веществ, выбрасываемых из стационарных источников таких, как ТЭС, должна быть ниже, чем нормы концентрации, получаемые умножением предельно допустимых концентраций (ПДК), показанных в табл. 5-1-1, на коэффициент по классам степени опасности и по территориям, установленный Госкомприродой и представленный в табл. 5-1-2.

Табл. 5-1-2 Коэффициент по территориям для оценки загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Территориальные подразделения	Коэфф. распределения по классам степени опасности выбрасываемых загрязняющих веществ			
	1	2	3	4
Области: Ташкентская, Ферганская, Андижанская, Наманганская Города: Навои, Самарканд, Бухара	0.17	0.20	0.25	0.33
Области: Бухарская, Джизакская, Кашкардарьинская, Навойская, Самаркандская, Сырдарьинская	0.20	0.25	0.33	0.50
Республика Каракалпакстан, Хорезмская область	0.25	0.33	0.50	1.00

(Источник) «Инструкция по имеющимся источникам загрязнения и характеристикам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух для промышленности в Республике Узбекистан» (Министерство Юстиции, 1533.3, январь 2006 г.)

При прогнозном расчете по экологической экспертизе максимальной концентрации на поверхности земли выброшенных загрязняющих веществ объем выбросов

загрязняющих веществ, соответствующий норме концентрации, вычисленной умножением вышеприведенного коэффициента по степени опасности и территориям, становится предельно допустимым объемом выбросов, что и равно норме выбросов.

Метод прогнозного расчета представляет собой, по принципу, модель распространения по Гауссу, применяемый при моделировании атмосферы, в условиях распространения учитывается влияние от зданий и от инверсионного слоя тропосферы.

Для Ташкентской ТЭЦ, Талимарджанской и Ангренской ТЭС, где на этот раз было проведено обследование, в табл. 5-1-3 представлены нормы предельных концентраций на поверхности земли, на основе которых нормы выбросов вычисляются по экологической экспертизе.

Табл. 5-1-3 (1) Нормы максимальных концентраций на поверхности земли основных выбросов в атмосферу (Ташкентская ТЭЦ) (мг/м³)

Загрязняющие вещества	ПДК макс. (раз в 30 мин.)	Территор. коэффициент	Нормы макс. концентраций на поверхности земли	Класс степени опасности
Двуокись азота (NO ₂)	0.085	0.2	0.017	2
Окись азота (NO)	0.6	0.25	0.15	3
Двуокись серы (SO ₂)	0.5	0.25	0.125	3
Окись углерода (CO)	5.0	0.33	1.65	4
Сажа	0.15	0.25	0.0375	3

Table 5-1-3 (2) Нормы максимальных концентраций на поверхности земли основных выбросов в атмосферу (Талимарджанская ТЭС) (мг/м³)

Загрязняющие вещества	ПДК макс. (раз в 30 мин.)	Территор. коэффициент	Нормы макс. концентраций на поверхности земли	Класс степени опасности
Двуокись азота (NO ₂)	0.085	0.25	0.021	2
Окись азота (NO)	0.6	0.33	0.20	3
Двуокись серы (SO ₂)	0.5	0.33	0.063	3
Окись углерода (CO)	5.0	0.50	2.50	4
Сажа	0.15	0.33	0.050	3

Табл. 5-1-3 (3) Нормы предельных концентраций основных выбросов в атмосферу на поверхности земли (Ангренская ТЭС) (мг/м³)

Загрязняющие вещества	ПДК макс. (раз в 30 мин.)	Территор. коэффициент	Нормы макс. концентраций на поверхности земли	Класс степени опасности
Двуокись азота (NO ₂)	0.085	0.2	0.017	2
Окись азота (NO)	0.6	0.25	0.15	3
Двуокись серы (SO ₂)	0.5	0.25	0.125	3
Окись углерода (CO)	5.0	0.33	1.65	4
Сажа	0.15	0.25	0.0375	3

В отличие от фиксированных норм загрязняющих веществ, применяющихся в МФК и Японии, по данному методу можно увеличивать допустимый объем выбросов как

норму, например, путем повышения высоты дымовой трубы даже при одном и том же масштабе и одном и том же типе источника загрязнения, так как в результате этого относительно снижается концентрация на поверхности земли.

Такой метод ограничения выбросов применяется в странах бывшего СССР.

3) Правила

Ниже представлены стандарты Узбекистана, касающиеся установки норм выбросов в атмосферу.

- Перечень предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в жилом районе Узбекистана, СанПиН №0015-15-94 (Санитарные нормы, правила и гигиенические нормы Узбекистана, Ташкент, 1994)
- Справочник для специалиста по экологии. Ташкент, 1997 г.
- RD 118.002771435.94 Охрана природы. Атмосфера. Организация и порядок ведения регистрации источников загрязнения атмосферного воздуха. Инструкция. Ташкент. Госкомприрода. 1994 г.
- RD 34 RUz 17.03-2004 Охрана природы. Атмосфера. Порядок разработки проектных норм предельно допустимых вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций. Ташкент. ГАК «Узбекэнерго». 2004.
- RD 34 RUs 17.317.2002 Охрана природы. Атмосфера. Методология по вычислению выбросов вредных веществ из тепловых электростанций. Ташкент. ГАК «Узбекэнерго». 2002 г.
- RUz 34-567-2004 Методологические указания. Определение ежегодных предельно допустимых вредных выбросов в атмосферу как квоты для тепловых электростанций. Ташкент. ГАК «Узбекэнерго». 2004 г.
- OND-86 Госгидромет СССР (Государственный гидрометеорологический комитет СССР) Методология по вычислению вредных веществ в атмосферном воздухе, которые содержатся в выбросах из промышленных заводов. Гидрометеоиздат 1987 г.
- Квота на загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферный воздух заводами в Узбекистане.
- RD 34 301-314-2000. Правила для организации надзора за выбросами в атмосферу на тепловых электростанциях и котельных. Ташкент. Министерство по энергетике и электрификации. 2000 г.

(2) Качество воды

1) Экологические нормы

В Узбекистане в качестве экологических норм применяются нормы по качеству питьевой воды и воды, отобранной в водозаборном месте для сооружений водного хозяйства (СанПиН №0056-98)Ю которые представлены в табл. 5-1-4.

Табл. 5-1-4 Экологические нормы сточных вод (питьевой воды и водного хозяйства)

Загрязняющие вещества и пр.	В случае снабжения питьевой водой	В случае непитьевой воды (для развлекательных сооружений)
Взвешенные твёрдые частицы (SS)	Не должно превышать нижеследующее допустимое значение:	
	0.25 мг/дм ³	0.75 мг/дм ³
	Для водоёма, в случае содержания минералов более, чем 30мг/дм ³ , допускается увеличение допустимого значения взвешенных твёрдых частиц не более, чем на 5%.	
	Слив воды запрещается при скорости осаждения взвешенных твёрдых частиц для проточной воды больше, чем 0.4 мм/сек, для накапливающей воды – больше, чем 0.2 мм/сек.	
Вещества, плавающие на поверхности воды	На поверхности воды не должно быть плавающих веществ, минеральных масел и других примесей.	
Запах	Отсутствие несвойственного запаха с силой крепости 1.	
	Нужно хлорирование или другая обработка стерилизацией.	Нужно хлорирование.
Цвет	Отсутствие цвета при нижеследующей глубине:	
	20 см	10 см
Температура воды	Температура сточных вод в летний период не должна быть выше, чем на 3°С, по сравнению со средней месячной температурой воды в самый жаркий год за последние 10 лет.	
Водородный показатель (рН)	Должно быть в пределах 6.5 – 8.5.	
Содержание минералов	Общий вес в сухом виде не должен превышать 1000 мг/л, хлорид-ионы (Cl-), - 350 мг/л, сульфид-ионы (SO42-), -500 мг/л.	
Растворённый кислород (DO)	Более 4 мг/дм ³ независимо от сезона (при отборе проб до 12 часов дня)	
Биохимическое потребление кислорода (BOD)	При температуре воды 20°С не должно превышать нижеследующее значение:	
	3.0 мгО ₂ /дм ³	6.0 мгО ₂ /дм ³
Химическое потребление кислорода (COD)	При температуре воды 20°С не должно превышать нижеследующее значение:	
	15.0мгО ₂ /дм ³	30.0мгО ₂ /дм ³
Вещества, вызывающие заболевания	Должны отсутствовать.	
Кишечная бактерия	Менее 10000 за 1дм ³ (это не относится к отдельным водозаборным местам)	Менее 5000 за 1дм ³
	Менее 100 за 1дм ³ (это не относится к отдельным водозаборным местам)	Менее 100 за 1дм ³
Яйца глистов, цисты кишечной бактерии	Отсутствие в 1 дм ³	
Химические вещества	Не должны превышать предельно допустимую концентрацию.	

2) Нормы сточных вод

Нужно обработать сточные воды из ТЭС, чтобы они удовлетворяли приведенным в табл. 5-1-4 нормам качества воды, отобранной из водозаборного места сооружения водного хозяйства, находящегося в нижней по течению территории. В случае установки нового места для слива, нормы обработки сточных вод устанавливаются с учетом влияния от других мест для слива, чтобы удовлетворять нормам качества воды, отобранной из водозаборной части сооружения водного хозяйства, находящегося в нижней по течению территории.

Эти нормы отличаются от фиксированных норм концентраций загрязняющих веществ, применяющихся в МФК и в Японии.

3) Правила

Ниже представлены стандарты Узбекистана, касающиеся установки норм сточных вод.

- Qz RH 84.3.5:2004 «Методологические указания по расчету норм предельно допустимого объема слива в случае попадания загрязняющих веществ в водохозяйственные сооружения и в сливные места, с учетом технически достигаемых параметров обработки сточных вод. Ташкент. 2004 г.
- Qz RH 84.3.6:2004 Инструкция по номинальному сливу загрязняющих веществ в водохозяйственные сооружения и сливные места, с учетом технически достигаемых параметров обработки сточных вод. Ташкент. 2004 г.
- Qz RH 84.3.7:2004 Положение о разработке и распоряжении расчетными нормами предельно допустимого объема попадания загрязняющих веществ в водохозяйственные сооружения и в сливные места, с учетом технически достигаемых параметров обработки сточных вод. Ташкент. 2004 г.
- RD 118.0027714.6-92 «Положение о принятии и выдаче разрешений на специальное водное использование». Ташкент. 1992 г.
- Правила по защите поверхностной воды от загрязнения сточными водами.

(3) Шумы

1) Экологические нормы

В качестве экологических норм установлены нормы по шумам в жилых районах (КМК 2.01.08-96), по которым уровень шумов от других источников шумов в ночное время должен быть ниже 45 дБ.

А уровень шумов в дневное время, - менее 55 дБ. Однако по экологической экспертизе принят уровень шумов 45 дБ с учетом эксплуатации в ночное время.

В соответствии с данными нормами установлены также нормы по уровням шумов в жилых районах по частотам, показанные в табл. 5-1-5.

Кроме этого, установлены нормы шумов в промышленной зоне (СанПиН №0120-01) в качестве рабочих условий, по которым уровень шумов не должен превышать 80 дБ.

В соответствии с данными нормами установлены также нормы по уровням шумов по частотам на рабочих местах, показанные в табл. 5-1-6.

Нормы по шумам находятся примерно на одном и том же уровне, как и в МФК и Японии.

Табл. 5-1-5 Экологические нормы по шумам (в жилых районах)

Октавная полоса (Гц)	31.5	63	125	250	500	1,000	2,000	4,000	8,000
Уровень звукового давления (дБ)	84	67	57	49	44	40	37	35	33

Табл. 5-1-6 Нормы по шумам (на рабочих местах)

Октавная полоса (Гц)	63	125	250	500	1,000	2,000	4,000	8,000
Уровень звукового давления (дБ)	99	92	86	83	80	78	76	74

2) Правила

В Узбекистане установлены стандарты, касающиеся норм по шумам, следующие:

- КМК 2.01.08-96. «Защита от шумов» (Госкомитет по архитектуре и строительству. Ташкент. 1996 г.) (нормы для строительства домов)
- GOST 12.1.003-86 Система стандартов по безопасности труда. Шумы. Общие требования к безопасности (Нормы по шумам на рабочих местах)
- КМК 2.07.01-94 парагр. 12.39. Планирование и строительство городских и сельских поселений. Допустимые уровни вибраций.
- San PIN NO.0120 Санитарные нормы по допустимым уровням шумов на рабочих местах.

(4) Отходы

В Узбекистане нормы по обработке отходов должны быть составлены во всех областях хозяйственной деятельности, независимо от ее видов.

Нормы по объему предельно допустимых отходов рассчитываются из объема потребления материалов, используемых до последней стадии продукции, производимой по оптимальному способу на существующих производственных мощностях. При этом для всех отходов нужны указания на их наименование, место выхода, физические и химические свойства, уровень опасности, нормы по образованию.

Кроме того, для всех отходов определяется предельно допустимый объем хранения из норм объема сброса, плана изготовления продукции, обработки отходов и порядка утилизации.

1) Правила

Ниже представлены стандарты Узбекистана, касающиеся обработки и временного хранения отходов.

- RD 118.0027714.60-97 Охрана природы. Обработка отходов от производства до потребления. Термины и определения. Госкомприрода Узбекистана. Ташкент. 1997 г.
- RD 118.0027714.61-97 Охрана природы. Обработка отходов от производства до потребления. Инструкции. Организация и порядок ведения инвентаризации отходов от производства и потребления на заводах. Госкомприрода Узбекистана. Ташкент. 1997 г.
- RD 118.0027714.62-97 Охрана природы. Обработка отходов от производства до потребления. Методологические директивы по определению норм накопления отходов от производства. Госкомприрода Узбекистана. Ташкент. 1997 г.
- RD 118.0027714.63-97 Охрана природы. Обработка отходов от производства до потребления. Организация и порядок разработки расчетных норм по накоплению отходов от производства и потребления.

5.2 Обзор отчета об экологической экспертизе

В Узбекистане обязательна экологическая экспертиза для работы предприятий, оказывающих неблагоприятное влияние на окружающую среду, а также для проектов по

электростанциям нужно производить экологическую экспертизу на основе законов.

5.2.1 Экологическая экспертиза в Узбекистане

В законе Узбекистана «Об экологической экспертизе» (принят 25.05.2000 г.) определено создание комитета об охране природы и проведение экологической экспертизы по закону «Об охране природы» (принят 09.12.1992 г.).

Относительно конкретных способов выполнения, в Постановлении Кабинета Министров №.491 «Об утверждении Положения о государственной экологической экспертизе в Республике Узбекистан» (принят 31.12.2001 г.) определено предварительное представление Госкомприроде отчета об экологической экспертизе и получение его одобрения для предпринимательской деятельности, которая оказывает неблагоприятное влияние на окружающую среду и здоровье людей.

(1) Порядок проведения экологической экспертизы

В статье 10 закона «Об экологической экспертизе» установлен порядок проведения экологической экспертизы в трех нижеприводимых стадиях; в стадии разработки проводят предварительную экспертизу, затем рассмотрение, а окончательные экологические нормы определяются перед началом эксплуатации установок. Процедура оформления экологической экспертизы представлена на рис. 5-2-1.

1) Разработка черновика экологической экспертизы

На стадии разработки проекта составляют черновик экологической экспертизы (Environmental Impact Statement) и представляют его в Госкомитет по охране окружающей среды.

2) Отражение результатов рассмотрения черновика экологической экспертизы

По результатам рассмотрения черновика экологической экспертизы производят, по необходимости, дополнительное исследование, обследование на месте, специальный анализ и моделирование, определяют метод защиты окружающей среды и завершают отчет об экологической экспертизе до одобрения Госкомприродой обследования обоснованности проекта.

В статье 11 закона «Об экологической экспертизе» определено содержание отчета об экологической экспертизе следующим образом:

- Экологический анализ окружающей среды, населения, освоения земли до внедрения проекта;
- Разработка политики и плана исполнения экспертизы существующих жилых районов, земледельческих районов, инфраструктуры жизни и прочих;
- Разработка плана строительных работ с указанием влияния используемого оборудования, технологий и материалов на окружающую среду и мер по его уменьшению;
- Разработка плана с точки зрения охраны природы с учетом новых технологий и анализ альтернативного проекта технических решений;
- Систематизированный научно-технический метод по устранению или уменьшению неблагоприятных влияний на окружающую среду;
- Анализ экологической обстановки с резкими ухудшающими факторами и оценка мер по предотвращению ухудшения;
- Прогноз результатов изменения окружающей среды в связи с внедрением проекта.

3) Составление отчета об экологической экспертизе

Перед началом промышленной эксплуатации установки нужно составить отчет об экологических последствиях (Statement of Environmental Consequences).

В статье 11 закона «Об экологической экспертизе» определено содержание отчета об экологических последствиях следующим образом:

- Исправляемые позиции из черновика отчета об экологической экспертизе после рассмотрения экспертами комитета и пояснения местным жителям;
- Экологические нормы, применяемые при эксплуатации установки (предельно допустимые концентрации, предельно допустимый объем выбросов, предельно допустимый объем хранения и пр.)
- Позиции исполнения охраны окружающей среды и организация исполнения при эксплуатации установки;
- Основные направления деятельности охраны окружающей среды

① Составление и подача черновика об экологической экспертизе и его рассмотрение

- Экологическая экспертиза (ЭЭ) на стадии разработки проекта
- Ответственность исполнителя ЭЭ

-Предоставление составителю отчета необходимых данных

- Подача отчета Госкомприроде
- Выплата платежа за рассмотрение



- Рассмотрение Госкомприродой
 - Выдача решения в течение 30 дней после подачи квитанции о платеже за рассмотрение
 - Нужно одобрение зам.председателя
 - Финансирование требует одобрения.

② Составление и подача отчета об экологической экспертизе и его рассмотрение

- Отражение результатов рассмотрения ①



- Рассмотрение Госкомприродой

③ Составление, подача и рассмотрение отчета об экологических последствиях

- Составление перед началом промышленной эксплуатации



- Рассмотрение Госкомприродой

Рис. 5-2-1 Процедура подачи исполнителем проекта отчета об экологической экспертизе и его одобрения Госкомприродой

Таким образом, процедура экологической экспертизы в Узбекистане проходит в трех этапах, но так называемый EIA (экологическая экспертиза) заканчивается отчетом об экологической экспертизе, составляемым на втором этапе.

Заключительный отчет об экологических последствиях (Statement of Environmental Consequences) похож на процедуру оформления заявки на получение разрешения перед началом эксплуатации, принимаемую в нашей стране.

(2) Проведение пояснительного собрания

В Узбекистане при реализации проектов в области электроэнергетики проводятся пояснительные собрания об экологической экспертизе в качестве части работы по экологической экспертизе, хотя в стране нет правовых обязательств для проведения такого мероприятия.

Для этого собрания организация-исполнитель проекта составляет план и осуществляет его. Процесс проведения собрания делится на 5 стадий: на первой стадии сообщают заинтересованным лицам о проведении собрания, на второй стадии подготавливают краткое описание экологической экспертизы и раздают его заинтересованным лицам, на третьей стадии проводят собрание, на четвертой стадии собирают мнения местных жителей анкетным обследованием и анализируют их, на пятой стадии представляют отчет об этом соответствующим органам

В табл. 5-2-1 представлен основной алгоритм проведения пояснительного собрания.

Табл. 5-2-1 Основной алгоритм проведения пояснительного собрания

Стадия	Содержание работы
1	Сообщение местному органу власти, местным жителям, органу СОН о проведении пояснительного собрания
2	Подготовка краткого описания экологической экспертизы и его раздача заинтересованным лицам, открытый доступ к отчету об экологической экспертизе на электростанции и обществе СОН
3	Проведение пояснительного собрания об экологической экспертизе
4	Проведение анкетного обследования, сбор его результатов и анализ
5	Представление отчета соответствующим органам

Краткое описание отчета об экологической экспертизе подготавливают на государственных языках, узбекском и русском, и раздают его заинтересованным лицам. Кроме того, публикуют его для обеспечения открытого доступа к нему на электростанции и в обществе СОН. Публичное слушание об экологической экспертизе, являющееся прямым диалогом с местными жителями, должно быть проведено с участием местных жителей в большом представительстве.

Поэтому график проведения публичных слушаний публикуют через газеты и другие средства массовой информации и веб-сайты.

Организация-исполнитель проекта коротко рассказывает о проекте, объясняет преимущества новой установки, влияние на окружающую среду и другие проблемы, одновременно отвечает на вопросы, задаваемые слушателями. Затем, раздав местным жителям анкетные бланки, собирает их мнения и подтверждает наличие у местных жителей понимания реализации проекта.

Что касается доклада соответствующим органам, то организация-исполнитель проекта делает итоговый доклад о выполненных публичных слушаниях для заинтересованных лиц, публикует через средства массовой информации результаты ряда проведенных слушаний.

Мнения жителей должны быть отражены в вышеприведенном окончательном отчете об экологических последствиях.

5.2.2 Обзор отчета об экологической экспертизе

(1) Содержание черновика отчета об экологической экспертизе и необходимые данные

Процедура оформления экологической экспертизы потребует для дополнительного размещения установок в Ангреновской ТЭС, Талимарджанской ТЭС, в трех ТЦ г. Ташкента и Ташкентской ТЭЦ.

Относительно отчета об экологической экспертизе, подготавливаемого в связи с планом строительства тепловой электростанции, в данном пункте упорядочены основное содержание и рассматриваемые позиции черновика об экологической экспертизе.

При упорядочивании были рассмотрены также прежние примеры обследований, проведенных в Узбекистане, позиции контрольного листа руководства ЛСА, содержание обсуждения со специалистами по экологической экспертизе Госкомприроды и электростанций.

В этом рассмотрении были учтены местные особенности и технические характеристики топлива в объектах последнего обследования, Ташкентской ТЭЦ, Талимарджанской ТЭС и Ангреновской ТЭС.

Результаты рассмотрения показаны в табл. 5-2-2.

Пояснили контрольный лист прежнего японского банка JBIC и подтвердили, что в позициях будущей экологической экспертизы электростанции будет представлено такое же содержание, как и раньше.

Подробности следует еще рассмотреть на месте.

Табл. 5-2-2 Содержание черновика отчета об экологической экспертизе, позиции изложения, примечания, источники нужных данных

Содержание		Общие для трех мест позиции изложения	Примечания	Источник нужных данных
Введение	<ul style="list-style-type: none"> • Фон • необходим. проекта • Законы и нормативные акты об охране окружающ. среды 	<ul style="list-style-type: none"> • Экологические нормы по выбросам в атмосферу, качеству воды, шумам, отходам и другие ограничительные нормы, касающиеся экологической экспертизы, а также ограничения, касающиеся безопасности рабочих и сооружений • Обзор руководства ЛСА 		—
Пояснение проекта и сооружения	<ul style="list-style-type: none"> • Фон • необходим. проекта • Обзор разработки проекта • План строительства 	<ul style="list-style-type: none"> • Обзор существ. энергоустановок, необходимость новых установок, причины выбора места и топлива • Обзор места проекта, план снабжения топливом, план проекта и эксплуатации, план оснащения котлами, газотурбинами (включая котлы- утилизаторы), план водопользования, план техобслуживания, график реализации проекта, нагрузка на окружающую среду • Строит. работы, нагрузка на окружающую среду 		—
Текущее состояние места и территории	<ul style="list-style-type: none"> • Физическое состояние • Экологическая обстановка • Социально- 	<ul style="list-style-type: none"> • Гидрометеорология, рельеф местности, почва, гидрометеорология, качество воды, атмосферный воздух, шумы, основные источники загрязнения атмосферы и воды • Почва, растения, животные 	<ul style="list-style-type: none"> • В случае Ангренской ТЭС, - из-за удаления угольной золы нужна проверка качества грунтовой воды. 	<ul style="list-style-type: none"> • Метеорол., гидрол., атмосфер. : Гидрометцентр • Качество воды : Гидрометцентр, Госкомприрода, Министерство здравоохранения, • Управление по растениям и животным при Академии

Содержание		Общие для трех мест позиции изложения	Примечания	Источник нужных данных
	экономические характеристики	<ul style="list-style-type: none"> Население, школы, больницы, транспортное состояние 		<ul style="list-style-type: none"> наук, Госкомприрода Госкомстат, городские и областные конторы
Экологическая экспертиза при строительной работе	<ul style="list-style-type: none"> Обзор влияния при строит. работе Влияние на атмосферу Влияние на качество воды Шумы и вибрации Обработка отходов и грунтов выемки Влияние на общество и экономику 	<ul style="list-style-type: none"> Транспортировка материалов и оборудования, установка оборудования Меры по смягчению Меры по смягчению Меры по смягчению, прогноз с помощью модели по необходимости Меры по смягчению, оптимальная обработка Меры по смягчению, эффект улучшения 		
Экологическая экспертиза при эксплуатации	<ul style="list-style-type: none"> Обзор влияния при эксплуатации Влияние на атмосферу Влияние на качество воды и водопользование Шумы и вибрации Обработка вредных и твердых отходов Влияние на растения, животных, 	<ul style="list-style-type: none"> Транспортировка материалов и оборудования и установка оборудования Меры по уменьшению, прогноз с помощью дисперсионной модели Обработка сточных вод, меры по уменьшению, влияние сточных вод Меры по уменьшению, прогноз с помощью модели по необходимости Меры по уменьшению, оптимальная обработка Эффект зеленых насаждений, обработка сточных вод и пр. 	<ul style="list-style-type: none"> Чтобы не допускать усиления влияния в целом на станции Чтобы в будущем снизилась концентрация на поверхности земли при дисперсии по сравнению текущим значением, нужно дальнейшее рассмотрение объемов 	—

Содержание		Общие для трех мест позиции изложения	Примечания	Источник нужных данных
	<p>сухопутную и водную экологию</p> <ul style="list-style-type: none"> • Влияние на общество и экономию • Анализ безопасности 	<ul style="list-style-type: none"> • Меры по уменьшению, эффект улучшения • Рассмотрение аварий, природных бедствий 	<p>выбросов и высоты дымовой трубы новой ЭС.</p> <ul style="list-style-type: none"> • По поводу причин превышения нормы существ. системы нужно дальн. обследование на месте и принятие мер по уменьшению, включая остановку существ. системы. • Подтверждение на Ташкентской ТЭЦ уровня шумов в жилом районе в ночное время • Утилизация угольной золы на Ангренской ТЭС затрудняется. 	
Меры по уменьшению влияния на окруж. среду	<ul style="list-style-type: none"> • Регулирование выхлопных газов • Регулирование сточных вод • Контроль вредных и твердых отходов 	<ul style="list-style-type: none"> • Меры по уменьшению загрязняющих веществ в выхлопных газах • Обработка сточных вод из установок, охлаж. воды, масляных сточных вод, сточных вод из техобслуживания, дождевой воды • Программа по уменьшению путем утилизации, оптимальная обработка • Меры по уменьшению 	<p>То же, что и выше</p> <p>То же, что и выше</p> <p>То же, что и выше</p>	—

Содержание		Общие для трех мест позиции изложения	Примечания	Источник нужных данных
	<ul style="list-style-type: none"> • Регулирование шумов и вибраций • Меры при авариях и в экстренных случаях • План экологич. контроля • План экологич. мониторинга 	<ul style="list-style-type: none"> • Контрольная программа, различные планы и графики, организация и тренировка, безопасность труда • Контрольные меры и система организации при строительстве и эксплуатации • План, система организации, финансовый источник, меры по докладам 		
Выводы и рекомендации	—	• Общая экологическая экспертиза		

5.3 График экологической экспертизы в данном проекте

Относительно проекта модернизации Ташкентской ТЭЦ, процедура экологической экспертизы проходит по внутренним законам Узбекистана, и ниже представлены позиции подтверждения ЛСА для экологического и социального влияний и график экологической экспертизы, проводимой в Узбекистане.

Срок	Позиции подтверждения и процедура экологической экспертизы	Позиции, связанные с предоставлением кредита по линии ОПР Японии (временн. график)
До ноября 2009 г.	Выбор позиций экологической экспертизы на основе контрольного листа ЛСА, разработка мер по снижению и смягчению влияния и плана мониторинга (позиции, метод и пр.)	
Декабрь 2009 г.	Контрольный лист экологической экспертизы для тепловых ЭС (временн.) (приложенный материал-1), окончательное подтверждение	Оценка
Январь 2010 г.	-	Обещание кредита
Март 2010 г.	Завершение отчета об экологической экспертизе в Узбекистане	Обмен нотами, кредитное соглашение

Прим.: Прилагаемый контрольный лист экологической экспертизы был составлен бывшим японским банком и в настоящее время перерабатывается, поэтому он обозначен как «временным».

Приложение-1

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
1. Получение разрешения и пояснение	(1)ЭЭ и получение разрешения на ЭЭ	<ul style="list-style-type: none"> ① Готов ли отчет об ЭЭ (отчет EIA)? ② Одобрен ли правительством данной страны отчет об ЭЭ? ③ Безоговорочно ли одобрение отчета об ЭЭ EIA? В случае с оговорками, осуществимы ли эти оговорки? ④ Кроме вышеприведенного, получено ли, по необходимости, от местных ведомств и управлений разрешение, связанное с экологией. 	
	(2)Пояснение среди местных жителей	<ul style="list-style-type: none"> ① Относительно содержания и влияния проекта, будет ли проведено соответствующее пояснение среди местных жителей, включая разглашение информации, и будет ли получено от них понимание? ② Будет ли адекватное реагирование на замечания от местных жителей и контролирующих органов? 	
2. Меры по устранению загрязнения	(1)Качество атмосферного воздуха	<ul style="list-style-type: none"> ① Удовлетворяют ли нормам по выбросам данной страны загрязняющие атмосферу вещества, выпускаемые при эксплуатации ЭС, такие, как сернистые оксиды, окислы азота, сажа и пр. Кроме того, не появятся ли территории, не удовлетворяющие экологическим нормам данной страны из-за выбросов? ② В случае угольной ТЭС, не будет ли загрязнения атмосферы из-за выбросов угольной пыли из угольного хранилища и угольных транспортеров, а также из-за пыли из места утилизации угольной золы. Предприняты ли меры по предотвращению загрязнения? 	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
	(2) Качество воды	<p>① Удовлетворяют ли нормам по выбросам данной страны сточные воды из ЭС, включая теплые воды? Кроме того, не появятся ли территории, не удовлетворяющие экологическим нормам из-за выбросов, а также водные территории с высокой температурой?</p> <p>② В случае угольной ТЭС, удовлетворит ли нормам по выбросам данной страны просачивающаяся вода из угольного хранилища и из места утилизации угольной золы?</p> <p>③ Будут ли предприняты меры по предотвращению загрязнения этими сточными водами поверхностной воды, почвы, грунтовой воды и океана?</p>	
	(3) Отходы	<p>① Правильно ли обработаны или утилизированы по нормам данной страны отходы (отработавшие масла и химикаты), образующиеся при эксплуатации, угольная зола, отходы от десульфуризации дымовых газов такие, как побочный сульфат кальция?</p>	
	(4) Шумы и вибрации	<p>① Удовлетворяют ли экологическим нормам и нормам по безопасности труда данной страны шумы и вибрации, возникающие при эксплуатации?</p> <p>② В случае угольной ТЭС, спроектированы ли для уменьшения шумов углеразгрузатели, угольное хранилище, транспортные средства?</p>	
	(5) Осадка грунта	<p>① В случае откачки грунтовой воды в большом количестве, нет ли осадки грунта?</p>	
	(6) Неприятн. запах	<p>① Нет ли источника неприятного запаха? Предприняты ли меры по</p>	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
		предотвращению выпуска неприятного запаха?	
3. Окружающая природная среда	(1)Природоохранная зона	① Не расположена ли стройплощадка в природоохранной зоне, установленной законами данной страны и международными договорами? Не оказывает ли влияние на природоохранную зону данный проект?	
	(2)Экосистема	① Не включает ли в себя стройплощадка девственный лес, субтропический природный лес, экологически важную среду обитания (рифовые кораллы, мангровый берег, приливно-отливная зона)? ② Не включает ли в себя стройплощадка среду обитания ценных биологических видов, защита которых требуется законами данной страны и международными договорами. ③ В случае возможности серьезного влияния на экосистему, будут ли предприняты меры по уменьшению влияния на экосистему? ④ Не окажет ли влияние водозабор (поверхностной воды, грунтовой воды) проекта на речную и водную окружающую среду? Будут ли предприняты меры по уменьшению влияния на гидробионты? ⑤ Не окажут ли неблагоприятное влияние слив теплых сточных вод, водозабор в большом объеме и выход проникающейся воды на окружающую водную экосистему?	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
4. Социальная среда	(1)Переселение жителей	<p>① Не будет ли иметь места насильственное переселение жителей в связи с выполнением проекта? В этом случае будут ли предприняты меры по минимизации влияния от переселения?</p> <p>② Проведет ли нужное пояснение по переселению и компенсации для переселяющихся жителей до начала переселения?</p> <p>③ Будет ли проведено обследование по переселению жителей и будет ли разработан план переселения, включающий справедливую компенсацию и восстановление базы жизни после переселения?</p> <p>④ Будет ли в плане уделено нужное внимание переселяющемуся населению, особенно социально уязвимой группе населения, такой как женщины, дети, старики, люди из малообеспеченных слоев, представители малочисленных народов, представители коренного населения?</p> <p>⑤ Будет ли получено согласие переселяющегося населения перед началом переселения?</p> <p>⑥ Будет ли организован режим надежного исполнения переселения населения? Будут ли предоставлены нужные для исполнения возможности и бюджетные ассигнования?</p> <p>⑦ Будет ли спланирован мониторинг последствий переселения?</p>	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
	(2) Жизнь и источник дохода	<p>① Не окажет ли проект неблагоприятное влияние на жизнь населения? Будут ли предприняты, по необходимости, меры по уменьшению этого влияния?.</p> <p>② Достаточно ли обеспечение социальной базы (больницы, школы, дороги и пр.), нужное для выполнения проекта? В случае недостаточности, имеется ли план ее обеспечения?</p> <p>③ Не окажет ли транспортное движение крупных грузовых автомобилей при выполнении проекта влияние на дорожный транспорт окружающей территории? Будут ли предприняты, при необходимости, меры по уменьшению влияния на транспорт.</p> <p>④ Нет ли опасности появления заболеваний (включая инфекционные заболевания такие, как ВИЧ и др.) из-за притока рабочих для выполнения проекта? Будет ли обращено, при необходимости, нужное внимание на общественную гигиену?.</p> <p>⑤ Не окажут ли водозабор (поверхностной воды, грунтовой воды) и слив теплых сточных вод влияние на действующее водное хозяйство и использование водного пространства (в том числе рыбное хозяйство)?</p>	
4. Социальная среда	(3) Культурное наследие	① Не приносит ли проект вред археологическому, историческому, культурному и религиозному ценному наследию и историческим памятникам? Кроме того, учтены ли меры, установленные внутренними законами данной страны?	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
	(4)Обзор	① Нет ли неблагоприятного влияния на обзор? Возможно ли принять, по необходимости, нужные меры?	
5. Прочие	(1)Влияние при строительстве	<p>① Подготовлены ли меры по уменьшению загрязнения при строительстве (шумы, вибрации, мутная вода, пыль, выхлопные газы, отходы и пр.)?</p> <p>② Не окажет ли строительство неблагоприятное влияние на окружающую природную среду (экосистему)? Подготовлены ли меры по уменьшению влияния?</p> <p>③ Не окажет ли строительство неблагоприятное влияние на социальную среду? Подготовлены ли меры по уменьшению влияния?</p> <p>④ Будет ли проведено, по необходимости, обучение рабочих и лиц, связанных с проектом, правилам безопасности (безопасности транспортного движения, общественной гигиены)?</p>	
	(2)Меры по предотвращению аварий	<p>① Спланирована ли установка защитных средств для предотвращения аварий и принятие необходимых мер по предотвращению и уменьшению аварий с помощью немашинных средств, например, обучением работников правилам безопасности, и машинных средств. Кроме того, достаточно ли рассмотрены экстренные меры при возникновении аварии.</p> <p>② В случае угольной ТЭС, спланированы ли меры по предотвращению самовозгорания угольного хранилища (спринклерная противопожарная система и пр.)?</p>	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
	(3)Мониторинг	<p>① Будет ли предпринимателем спланирован и выполнен мониторинг тех экологических пунктов из вышеприведенного, которые могут оказать влияние?</p> <p>② Можно ли считать подходящими пункты данного плана, способы и частоту выполнения?</p> <p>③ Будет ли установлен режим мониторинга предпринимателя (организация, личный состав, оборудование и материалы, бюджет и их последовательность)?</p> <p>④ Установлены ли способы представления предпринимателем отчетов контролирующим органам и их частоты?</p>	
6.Примечание	Справка о других перечнях экологической проверки	<p>① В случае необходимости нужно производить оценку с добавлением в контрольный перечень данных пунктов для проверки относительно линии электропередачи, трансформаторной и распределительной подстанций (при совмещении со строительством линии электропередачи и распределительной подстанции).</p> <p>② В случае необходимости нужно производить оценку с добавлением в контрольный перечень данных пунктов для проверки относительно портового сооружения (при совмещении со строительством портового сооружения).</p>	
	Примечание при использовании перечня экологической	<p>① В случае угольной ТЭС нужно подтверждать также нижеследующие пункты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Установлены ли нормы по качеству угля? • Спланировано ли электрооборудование с учетом качества угля? 	

Классиф.	Позиции ЭЭ	Основные пункты для проверки	Результаты подтверждения учета экологических факторов
	проверки	② В случае необходимости нужно подтверждать влияние на экологию в трансграничном и земном масштабах (в случае наличия факторов, относящихся к проблемам трансграничной обработки отходов, кислотных дождей, разрушения озонового слоя и глобального потепления).	

Глава 6 Изучение МЧР

6.1 Процедура оформления МЧР

6.1.1 Организация-исполнитель МЧР

Республика Узбекистан как страна, не включенная в приложение I, ратифицировала в 1999 году Киотский протокол, по Указу Президента №525 от 6.12.2006 г., был создан в качестве меры по реализации проектов МЧР межведомственный совет по МЧР при Кабинете Министров, Министерство экономики было назначено Национальным органом по МЧР (DNA) и было зарегистрировано в ООН, был создан Секретариат; таким образом, была подготовлена также по внешним отношениям организационная структура для реализации проектов по МЧР. Кроме того, в январе 2007 г. было выпущено постановление №9 по основной в стране процедуре оформления для разработки и выполнения инвестиционных проектов по МЧР, и проекты по МЧР достигли стадии конкретного исполнения.

(1) Межведомственный совет

Межведомственный совет (Interagency Council), председателем которого является зам.министра, состоит из 21 представителя из министерств, ведомств и госкорпораций, работает при Кабинете Министров как совещательная организация для рассмотрения и одобрения проектов по МЧР. Данному совету поручено следующее:

- ✓ Определение приоритетных направлений использования МЧР
- ✓ Утверждение правил и процедур для отбора и одобрения проектов МЧР
- ✓ Одобрение проектов по МЧР по результатам экспертизы НО по МЧР
- ✓ Одобрение контракта по кредитной торговле выбросами, заключенного между участниками проекта

(2) Национальный орган по МЧР

Национальный орган по МЧР (DNA) в Узбекистане, - министерство экономики. Указом президента представлена роль НО по МЧР следующим образом:

- ✓ Отбор проектов по МЧР с учетом интересов Узбекистана с точки зрения экономики, экологии, общества и техники, и упорядочение базы данных;
- ✓ Координация деятельности уполномоченных органов по экспертизе проектов, предлагаемых в рамках МЧР, соблюдение статьи 12 Киотского протокола, международных конвенций и законодательства Узбекистана, соблюдение законодательных требований к устойчивому развитию внутри страны и за рубежом.
- ✓ Подача Межведомственному совету по МЧР заявки на рассмотрение и одобрение проекта МЧР
- ✓ Внесение ИС по МЧР при Секретариате РКИК ООН проектов, одобренных Исполнительным комитетом по МЧР
- ✓ Мониторинг выполнения проектов, находящихся на стадии реализации проектов в рамках МЧР
- ✓ Решение других вопросов, связанных с выполнением проектов по МЧР

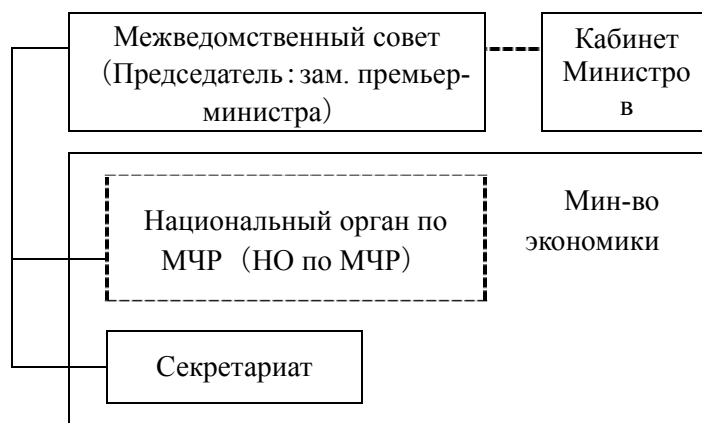


Рис. 6-1-1 Организации-исполнители МЧР

6.1.2 Обзор процедуры оформления МЧР

Рассмотрение проекта по МЧР проходит две стадии (оценочное рассмотрение, рассмотрение для одобрения); рассмотрение плана-проекта (рассмотрение проектной заявки) и рассмотрение плана исполнения (рассмотрение проектной документации). Эти рассмотрения на обеих стадиях проводят НО по МЧР и Межведомственный совет (далее МС по МЧР).



Рис. 6-1-2 Порядок рассмотрения проекта по МЧР (от подачи заявки на рассмотрение ПЗ до рассмотрения для одобрения ПД)

(1) Стадия рассмотрения ПЗ (PIN)

После одобрения Госкомприродой инициатор проекта представляет НО предложение на проект (проектную заявку, ПЗ), где имеется обзор об инвестиционном проекте в рамках МЧР, включающий в себя обязательные нижеперечисляемые позиции:

- ✓ Цель проекта, область, классификация деятельности
- ✓ Подробная информация об участниках проекта, включая информацию об имуществе
- ✓ Местоположение сооружений и установок
- ✓ Информация о нынешней деятельности
- ✓ Подробное описание проекта
- ✓ Объем выбросов парниковых газов (в дальнейшем, - ПГ) за прошедшие годы и базовый предполагаемый объем выбросов ПГ
- ✓ Информация о применяемых технологиях и установках
- ✓ Нужная сумма дополнительных инвестиций, оборудование, затраты на реализацию проекта
- ✓ Предварительный план и срок реализации проекта
- ✓ Предполагаемый объем сокращения ПГ
- ✓ Результаты расчета экономической эффективности проекта, влияние на окружающую среду и на общество
- ✓ Предлагаемый источник финансирования и механизм реализации проекта
- ✓ Совместимость с государственными нормами по устойчивому развитию

В течение двух недель после подачи заявителем проекта ПЗ, НО по МЧР производит оценочное рассмотрение: соответствует ли заявленный проект нижеперечисляемым госнормам по устойчивому развитию (позиции требования МЧР):

Госнормы по устойчивому развитию

Экономика :

- ✓ Сокращение потребления материалов и энергии на единицу продукции:
- ✓ Использование природных ресурсов при увеличении продукции или внедрении новой технологии:
- ✓ Оказание помощи в развитии негосударственного сектора Республики Узбекистан

Экология :

- ✓ Внесение вклада в охрану окружающей среды и предотвращение разорения
- ✓ Сокращение до минимума потребления природных ресурсов и уменьшение промышленных отходов:
- ✓ Внедрение технологии утилизации или использование утилизируемых природных ресурсов:
- ✓ Уменьшение неблагоприятного влияния на окружающую среду

Общество :

- ✓ Способствование увеличению мест трудоустройства и доходов населения:
- ✓ Улучшение здоровья населения, проживающего на территории проектного объекта:
- ✓ Повышение понимания людьми о рационального использования природных ресурсов

В случае, когда проекты, указанные в проектной заявке, оцениваются реализуемыми в качестве проектов в рамках МЧР, соответствующих требованиям устойчивого развития,

НО по МЧР представляет МС по МЧР эту проектную заявку вместе с способом реализации проекта и требованиями к тендерной документации инвестора проекта.

На основе материалов, представленных НО по МЧР, МС по МЧР рассматривает проектное предложение и оценивает, можно ли одобрить проект или потребовать доработки.

В случае, когда на стадии рассмотрения проектной заявки МС по МЧР одобряет реализацию проекта (одобрение на стадии проектной заявки), в течение трех дней НО по МЧР официально извещает об этом заявителя проекта в письменном виде, включая предлагаемый способ реализации проекта и позиции, нужные для тендерной документации.

После того, как в стадии рассмотрения проектной заявки проект по МЧР одобрен МС по МЧР, даже на случае, когда при реализации проекта подготовка проектной документации, определение инвестора, оперативного органа и покупателя кредита осуществляются по процедуре фонда углерода или Международной финансовой корпорации, потребуются рассмотрение и одобрение в стране, как это показано ниже.

В случае, когда НО по МЧР определяет необходимость провести тендер для выбора инвестора проекта, инициатор проекта уведомляет предполагаемых инвесторов о проведении инвестиционного тендера по условиям и требованиям, устанавливаемым межведомственным советом по МЧР. При этом количество участников в тендере не ограничено.

(2) Стадия рассмотрения проектной документации (ПД)

Для проекта по МЧР, проходившего (одобренного) через стадию проектной заявки, инициатор проекта представляет НО по МЧР форму заявки с изложением нижеследующих позиций:

- ✓ Результат тендера (результат выбора и сравнительная таблица самой низкой и верхней цены, прочие))
- ✓ Проектная документация (на русском и английском языках)
- ✓ График реализации проекта
- ✓ Положительная оценка проекта Гидрометцентра
- ✓ Положительная оценка Госкомприроды экологической экспертизы проекта

В течение двух недель после того, как инициатор проекта представил проектную документацию, НО по МЧР рассматривает представленную проектную документацию на основе процедуры и норм МЧР и представляет МС отчет.

На основе представленной документации в течение двух недель МС по МЧР рассматривает ее (в основном, нижеследующие позиции) и определяет годность реализации проекта. В случае одобрения проекта НО по МЧР отправляет ООН письмо об одобрении проекта как проекта в рамках МЧР.

Основные пункты оценки проекта, проводимой МС по МЧР:

- ✓ Экономическая обоснованность и эффективность проекта
- ✓ Подход к решению соблюдения экологических условий
- ✓ Техническая подготовленность к современным нормам качества оборудования и установок

(3) Подача заявки на регистрацию

После прохождения вышеприведенной процедуры внутри страны, назначения инициатором проекта оперативного органа и рассмотрения назначенным оперативным органом обоснованности проекта, если проект одобрен при рассмотрении его

обоснованности, назначенный оперативный орган (НОО) представляет отчет о рассмотрении обоснованности (ПД, письмо об одобрении Узбекистаном (стороной местонахождения), письмо об одобрении страной инвестиции (страной, включенной в приложение РКИК ООН) Исполнительному комитету МЧР ООН (заявку на регистрацию проектов МЧР).

С 2006 года была подготовлена организация продвижения проектов и налажена ее процедура, в 2008 году 6 проектов по МЧР были поданы на регистрацию в ООН и по состоянию на апрель 2009 г. 4 из них уже были зарегистрированы.

ОО (оперативный орган, DOE): юридическое лицо или международная организация, которая на основе поручения Исполнительным комитетом по МЧР и по назначению КС/ВС (Конференция Сторон/Встреча Сторон Киотского протокола) проверяет, удовлетворяет ли проект МЧР требованиям Статьи 12 Киотского протокола и связанных с ним руководящих указаний, и выполняет работу по подтверждению дополнительного объема сокращения выбросов, связанного с реализацией данного проекта.

6.2 Применение МЧР

6.2.1 Применение МЧР

В среднесрочном плане ГАК «Узбекэнерго» предусмотрено внедрение газотурбинной когенерационной установки (в дальнейшем ГТКУ) на Ташкентской ТЭЦ и других (некоторых) ТЭЦ. Это означает, что был принят общий курс внедрения ГТКУ, но ее внедрение не связано в обязательном порядке с использованием МЧР. Относительно проекта когенерационной установки для Ташкентской ТЭЦ, в качестве проекта в рамках МЧР этот проект уже был подан НО по МЧР на рассмотрение проектной заявки (PIN)^(*), к тому же со стратегической точки зрения можно считать, что внедрение ГТКУ невозможно без использования МЧР. Таким образом, возможность использования МЧР, кроме стратегической стороны, рассматривается с точки зрения обоснованности данного проекта в рамках МЧР.

В п. 5 Статьи 12 Киотского протокола говорится, что «сокращения выбросов в результате каждого вида деятельности по проектам сертифицируютсяна основе:.....(с) сокращений выбросов, дополнительных к любым сокращениям, которые могли бы иметь место в отсутствие сертифицированного вида деятельности по проектам». Удовлетворив этим требованиям, проект станет проектом в рамках МЧР. Данному пункту в прямом смысле соответствует методология базового уровня, поэтому рассмотрение возможности использования МЧР осуществляется при фокусировании внимания на идентификацию базового уровня и дополнительность.

(*) Проектная заявка на ГТКУ для Ташкентской ТЭЦ : относительно проектной заявки на ГТКУ для Ташкентской ТЭЦ (1 шт.), в качестве проекта в рамках МЧР в 2007 г. была подана НО по МЧР идея проекта (проектная заявка) и была одобрена (в стадии проектной заявки) при рассмотрении МС по МЧР.

6.2.2 Методология

Как изложено в требованиях МЧР (РКИК/2001/13/Доп.2/Решение17/СР7параграф37/Методика и процедура Механизма чистого развития), методология базового уровня и методология мониторинга должны быть одобрены Исполнительным комитетом по МЧР. По состоянию на март 2009 г., кроме посадки и восстановления леса имеются 77 методологий базового уровня/мониторинга (вкл. интегрированную методологию) и 5 инструментов одобрения. Среди этих методологий имеются связанные с

электроэнергетикой АМ0029 (Методология производства электроэнергии на электростанциях на природном газе, подключенных к сети), АСМ0007 (Методология для перехода от прямого к комбинированному циклу выработки электроэнергии), но методология, применяемая для нашего проекта по выработке электроэнергии и пара, относится только к АМ0048 (Новые когенерационные установки, осуществляющие электро- и/или пароснабжение различных потребителей и замещающие централизованную (нецентрализованную) выработку пара и электричества на основе более углеродоемких видов топлива - Версия 2).

Таким образом, рассматривается возможность использования МЧР по методологии АМ0048 с предварительными условиями, что части методологии, которые с трудом применимы к предлагаемому проекту, будут обращены с запросом на отклонения. При этом, до настоящего времени в ООН не зарегистрирован ни один проект по МЧР, применяющий эту методологию. Учитывая возможность продолжения проектов когенерации, похожих на данный проект, разработка новой методологии, - один из вариантов решения проблемы.

В методологии АМ0048 применяются два одобренных инструмента: «инструмент для демонстрации и оценки дополнительности» и «инструмент для расчета коэффициента эмиссии для электрической системы», поэтому для рассмотрения и оценки использования МЧР в данном проекте применяется этот инструмент для дополнительности.

6.2.3 Рассмотрение для применения методологии

(1) Подход к выбору

Из РКИК ООН, Решение СР7, Статья 12, парагр. 48, выбирают для данного проекта, как и в АМ0048, «существующего или прошлого объема выбросов».

(2) Определение объекта и потребителя, применяемого в методологии

Объект данного проекта, - газотурбинный генератор и котёл-утилизатор. Его потребитель, т.е. получатель продукции, - для газа, - паротурбинная энергосистема, находящаяся на территории ТЭЦ, для электроэнергии, - внешняя электросеть. Таким образом, по объекту и потребителю наблюдается небольшое отличие от АМ0048. Считается, что в случае применения АМ0048 в качестве методологии для данного проекта потребуется одобрение Исполнительным комитетом МЧР.

Объект и потребитель данного проекта

- ✓ Объект проекта: газотурбинный генератор и котёл-утилизатор
- ✓ Потребитель проекта: паротурбинная энергосистема и внешняя электросеть

Объект и потребитель по АМ0048

- ✓ Объект проекта: когенерационная установка, работающая на ископаемом топливе и снабжающая в качестве деятельности по проекту электричеством и паром различных потребителей промышленности, торговли и населения.
- ✓ Потребитель проекта: промышленность, торговля и население, получающие от объекта проекта электричество и пар. При этом можно считать потребителями операторов электро- и паросетей и поставщиков для территориальных электро- и паросетей.

Табл. 6-2-1 Объект данного проекта, загрузка и выход

Загрузка			Объект данного проекта • Газотурбинный генератор • Котёл-утилизатор • Вспом. оборудован.	Выход		
Поставщик				Получатель (потребитель)		
Вне ТЭЦ	Внутри ТЭЦ			Внутри ТЭЦ	Вне ТЭЦ	
Система газоснабжения	---	Пр. газ	Эл-во	---	Эл.сеть	
---	Паротурбин. генератор	Вода	Пар	Паротурбин. генератор	---	

Табл. 6-2-2 Предполагаемые по АМ0048 объект, загрузка и выход

Загрузка			Объем проекта • Газотурбинный генератор • Котёл-утилизатор • Вспом. оборудован.	Выход		
Поставщик				Получатель (потребитель)		
Вне ТЭЦ	Внутри ТЭЦ			Внутри ТЭЦ	Вне ТЭЦ	
Система выработки, трансп. и снабжения пр. газом	---	Пр. газ	Эл-во	---	Эл.сеть, пром-ть, торговля, население	
---	---	---	Пар	---	Паросеть, пром-ть, торговля, население	

(3) Условия применения методологии

В методологии АМ0048 представлены условия применения нижеследующие: в случае выбора АМ0048 в качестве методологии данного проекта, при удовлетворении условиям, указанным в 2), с высокой вероятностью встанут вопросы улучшения и ремонта существующей паротурбинной генерирующей системы и потребуются рассмотрение необходимости запроса на отклонения.

- 1) Когенерационный проект с использованием ископаемого топлива, снабжающий электричеством и паром различных потребителей (вкл. централизованную и нецентрализованную сети)
- 2) Исключаются из применения потребители, которые в период действия кредита МЧР изменили вид топлива, обновляли собственное электрическое и паровое оборудование или проводили капитальный ремонт, вследствие чего возможно изменение эффективности.
- 3) Предполагается объем снабжения до начала реализации проекта.
- 4) Это относится к потребителям, которые в настоящее время не имеют системы когенерации.
- 5) Это относится только к потребителям, которые ни в коем случае не продают собственные установки после реализации проекта.

(4) Идентификация базового уровня

Данный проект предназначен для внедрения ГТКУ для Ташкентской ТЭЦ; потребители объекта, т.е. получатели выходной продукции, - только паровая турбина

внутри ТЭЦ и электросеть вне ТЭЦ, поэтому кандидатами базового уровня определены два нижеследующих варианта:

- ✓ Вариант 1 : реализация данного проекта
- ✓ Вариант 2 : продолжение текущего положения

Ташкентская ТЭЦ, где находится место реализации данного проекта, имеет паротурбинную генерирующую систему, работающую, в основном, на природном газе, и поставляет горячую воду в город Ташкент и пар на соседние заводы и одновременно с ними электроэнергию на электросеть. Центральным узлом установки для снабжения паром, горячей водой, электричеством является паротурбинная генерирующая система, которая в дальнейшем с большей вероятностью будет продолжать работать в том же состоянии, независимо от того, будет ли реализован данный проект. Кроме того, с учетом того, что при рассмотрении дополненности данного проекта, о котором будет идти речь ниже, была получена оценка наличия дополненности, базовым сценарием считается продолжение текущего состояния.

(5) Граница проекта

Для определения границ проекта по АМ0048 дается только определение «площадки для установки объекта проекта и площадки всех потребителей». В данном проекте в пределах границы находятся только «газотурбинный генератор, котёл-утилизатор и вспомогательное оборудование, такое как трубы и пр.», поэтому при определении границы нет соответствия. В случае применения АМ0048 в качестве методологии данного проекта, потребуется рассмотрение необходимости одобрения Исполнительным комитетом МЧР для обращения с запросом на отклонения.

(6) Срок службы объектов

Рассмотрение срока службы по методологии АМ0048 касается объектов, находящихся в пределах границы. При строгом соблюдении определения по методологии АМ0048 предметом рассмотрения станет паротурбинная генерирующая система, получатель пара. С учетом срока эксплуатации паротурбинной энергоустановки предполагается скорый ремонт, но есть опасение, что из-за требования «(3) Условия применения методологии» этот ремонт может сделать проект невозможным для использования МЧР. Возможно, что потребуется предварительное обращение с запросом на отклонения в допускаемом объеме. Кроме того, если считается, что паротурбинная генерирующая система Ташкентской ТЭЦ находится за пределами границ данного проекта, то не нужно рассматривать срок службы паротурбинной системы.

(7) Рассмотрение дополненности

Для рассмотрения дополненности проекта применяется «инструмент для демонстрации и оценки дополненности», используемый также в АМ0048 и одобренный Исполнительным комитетом МЧР; ее рассматривают. При этом, рассмотрение и оценка дополненности производятся нижеследующим порядком:

1) Определение альтернативного варианта проекта

Как изложено ранее в идентификации базового уровня, альтернативных вариантов данного проекта имеются два: первый, - данный проект, второй, - продолжение текущего состояния.

2) Соблюдение законов и правил и соответствие политике

Предполагается, что второй вариант проекта, естественно, работает по действующим

законам и правилам и соответствует законам, правилам и политике. Что касается первого варианта проекта, т.е. настоящего проекта, то проектная заявка (PIN) на внедрение эквивалентной ГТКУ Ташкентской ТЭЦ уже была одобрена, что означает его соответствие политике государства и соблюдение законов и правил.

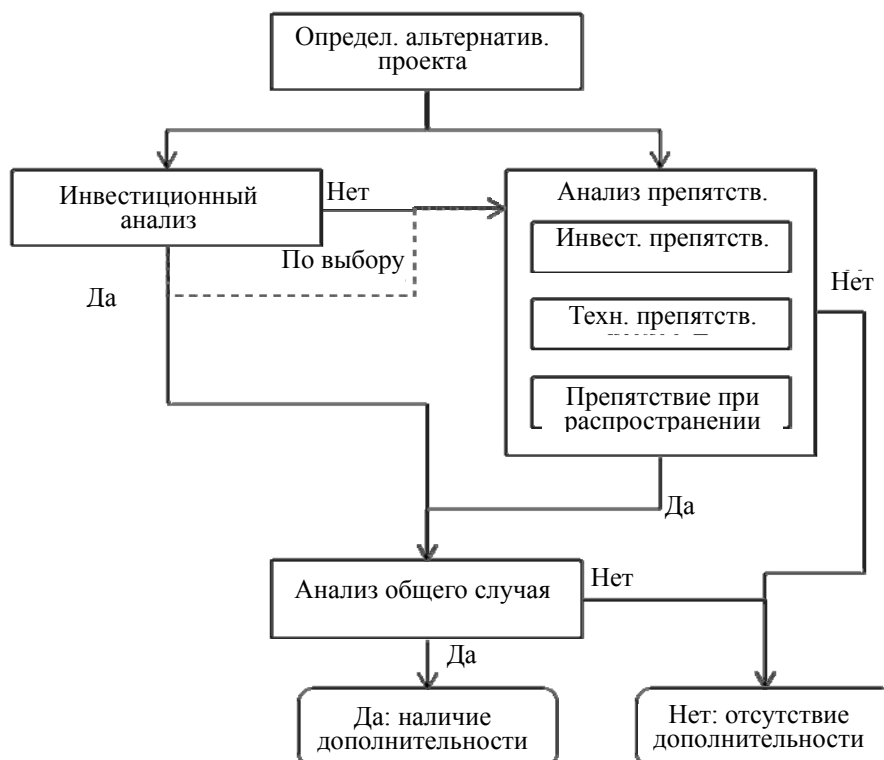


Рис. 6-2-1 Процедура рассмотрения и оценки дополнительной

3) Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ проекта представляет собой анализ и рассмотрение дополнительной в инвестиционной стороне предлагаемого проекта, и наличие дополнительной подтверждается в случае, когда при любом из сравнительного анализа затрат, инвестиционного сравнительного анализа и оценочного анализа, получаются результаты, удовлетворяющие двум из нижеследующих позиций: (при этом, при инвестиционном сравнительном анализе и оценочном анализе производят изучение влияния.)

- ✓ С точки зрения расстановки по степени предпочтения инвестиционного объекта данный проект занимает место после второго.
- ✓ Без добавления дохода от ССВ проект непривлекателен в качестве инвестиционного проекта.

При анализе данного проекта получается расчет, что внутренняя ставка доходности проекта в финансовом выражении (FIRR), - 3,76%, чистая приведенная стоимость (NPV), - минус, отношение дохода к затратам (B/C Ratio), - менее 1, следовательно данный проект непривлекателен в качестве инвестиционного проекта. Из этого можно сделать вывод, что инвестиционный анализ подтверждает наличие дополнительной. При этом считается, что для оценки дополнительной требуется дальнейший анализ, но по методологии одобрения говорится, что если при дальнейшем анализе препятствий подтверждается наличие дополнительной,

инвестиционный анализ необязателен.

ССВ (сертифицированные сокращения выбросов, CER): единица, выпущенная согласно Статье 12 Киотского протокола и ее требованиям, и равна одной метрической тонне двуокиси углерода, вычисленной с использованием коэффициента, определяемого решением 2/СР.3 или впоследствии перерабатываемого согласно Статье 5.

4) Анализ препятствий

При анализе препятствий наличие дополнительной информации проекта подтверждается «наличием более одного препятствия реализации проекта, похожего на проект МЧР» или «наличием более одного альтернативного варианта проекта, не подверженного влиянию от этих препятствий».

Наличие или отсутствие дополнительной информации рассматриваются для инвестиционного препятствия, технического препятствия, препятствия при распространении, которые представлены в методологии одобрения как препятствия реализации проекта. Наличие дополнительной информации при анализе препятствий считается подтвержденным в том случае, когда наличие дополнительной информации подтверждается в одном из: инвестиционного, технического препятствия и препятствия при распространении.

a. Инвестиционное препятствие

Все электростанции, снабжающие электроэнергией электросеть, - государственной собственности, в этом смысле можно определить наличие инвестиционного препятствия и наличие дополнительной информации.

основные пункты, определяющие наличие инвестиционного препятствия

- Подобные проекты, имевшие похожие условия, реализовались за счет средств безвозмездной помощи или государственных средств.
- В мире широко распространено мнение, что у стран, принимающих проекты МЧР, большой инвестиционный риск, поэтому трудно ожидать инвестиции от частных инвесторов мира.

b. Техническое препятствие

В Узбекистане до сих пор не было опыта внедрения газотурбинной когенерационной энергоустановки, поэтому много неясностей в технической подготовленности. Таким образом, подтверждается наличие технического препятствия газотурбинной электрогенерации, внедряемой по данному проекту, и наличие дополнительной информации для данного проекта.

Основные пункты для определения наличия технического препятствия

- Нехватка инженеров, способных обеспечивать сохранение работоспособности объекта подобных проектов и ремонт неисправного оборудования
- Неподготовленность инфраструктуры, необходимой для внедрения и эксплуатации объекта и оборудования подобных проектов
- Опасение в технической неудаче подобных проектов
- Отсутствие на соседней территории технологий, используемых в подобных проектах

c. Препятствие при распространении

Распространенная технология по тепловой электростанции в Узбекистане, в

основном, паровая турбина, а опыта с газовой турбиной нет до сих пор, поэтому нет ее распространения в стране. Таким образом, подтверждается препятствие из-за отсутствия распространения, а также наличие дополнительной.

Основные пункты для определения наличия препятствия при распространении:

- Предлагаемый проект, - первый опыт для реализации.

5) Анализ общего случая

Среди предложенных проектов нет подобных, которые были бы реализованы, поэтому считается, что при «анализе общего случая» дополнительность не отрицается.

(8) Возможность использования МЧР

Как изложено выше, из анализа, основанного на имеющейся информации и данных, можно сделать вывод о наличии дополнительной данного проекта. Кроме того, как изложено ниже в п. «Объем выбросов парниковых газов», с реализацией данного проекта будет сделан расчет сокращения объема выбросов ПГ, поэтому можно говорить о возможности использования МЧР для данного проекта.

Табл. 6-2-3 Резюме рассмотрения дополнительной

Анализ		Оценка	
Инвест. анализ	Сравнение затрат или инвест. сравнит. анализ или оценочный анализ	Наличие дополнительной	
Анализ препятствий	Инвест. препятствие	Наличие дополнительной	Наличие дополнительной
	Техн. препятствие	Наличие дополнительной	<input type="checkbox"/> Перечисленные налево препятствия не станут препятствиями для продолжения текущего состояния.
	Препятствие при распространении	Наличие дополнительной	
Анализ общего случая		Не применяется.	

(9) Объем сокращения парниковых газов (ПГ)

1) Формула расчета ПГ

При расчете объема сокращения ПГ методология АМ0048 и данный проект отличаются частично (непрямое влияние отдельного снабжения и природного газа). Потребуется рассмотрение источника парниковых газов и объема выбросов, но в случае применения АМ0048 в данном проекте потребуется снятие запроса.

<u>Данный проект</u>	$BE = BE_{ST} + BE_{GR}$	<u>АМ0048</u>	$BE = BE_{IC} + BE_{ST} + BE_{GR}$
	$ER = BE - PE$		$ER = BE - PE - LE$

BE : объем выбросов ПГ базового уровня

BE_{IC} : (АМ0048) объем выбросов ПГ из-за выработки электроэнергии для снабжения отдельных потребителей. (Данный проект) Субъект снабжения, - ГТКУ Ташкентской ТЭЦ, субъект-потребитель, - электросеть и существующая паротурбинная энергосистема, а BE_{IC} сюда не относится.

BE_{ST} : (AM0048) объем выбросов парниковых газов базового уровня из-за выработки пара для снабжения потребителя. (Данный проект) Объем выбросов ПГ базового уровня из-за выработки пара для снабжения паротурбинного генератора.

BE_{GR} : объем выбросов ПГ базового уровня из-за выработки электроэнергии для снабжения электросети

PE : объем выбросов ПГ из-за деятельности по проекту

LE: (AM0048) объем непрямого влияния ПГ (CH₄ и пр.) при производстве природного газа и снабжении им. (Данный проект) Нужно рассмотреть утечку природного газа, но предполагаемый объем утечки незначителен, поэтому он не учитывается при расчете.

ER: объем сокращения ПГ

2) Объем сокращения ПГ

Считается, что при реализации данного проекта возможно сокращение выбросов ПГ базового уровня 115 тыс. тонн CO₂.

6.2.4 Продвижение проекта по МЧР

При реализации данного проекта, независимо от использования или неиспользования МЧР, возможны по расчету сокращение объема сгорания топлива (природного газа) на 60571 тыс. м³/г. и сокращение объема парниковых газов на 123.4 тыс. тонн CO₂/г.

С другой стороны, с предположением, что данный проект не реализуется без использования МЧР, значение использования МЧР для продвижения проекта нижеследующее:

- ✓ Способствование улучшению баланса субъекта-исполнителя данного проекта (Ташкентской ТЭЦ), т.е. в дополнение к доходу от продажи электроэнергии можно ожидать дохода от сертифицированных сокращений выбросов парниковых газов (*1), тем самым улучшается баланс предприятия.
- ✓ В данном проекте ожидание дохода от сертифицированных сокращения выбросов парниковых газов создает мотив к увеличению объема электроснабжения, в результате чего можно ожидать большего сокращения выбросов парниковых газов в других ТЭС, поставляющих электроэнергию на электросеть. При этом, объем выработки электроэнергии у Ташкентской ТЭЦ составляет менее 1% объема выработки электроэнергии всего Узбекистана, поэтому считается возможным передать весь объем вырабатываемой в данном проекте электроэнергии на линию электропередачи.

(*1) Получение сертифицированных сокращений выбросов парниковых газов (права на выбросы) осуществляется только после того, как проект будет зарегистрирован в ООН в качестве проекта по МЧР и будет подтвержден после запуска данного проекта.

Кроме того, так как проект модернизации Ташкентской ТЭЦ с внедрением ГТКУ получил правительственное подтверждение проектной заявки в качестве проекта с использованием МЧР, данный проект, считается, позиционирован как идущий в контексте политики Узбекистана по продвижению применения МЧР и можно считать, что в оценке по методологии, подтвержденной Исполнительным комитетом по МЧР ООН, был получен вывод о наличии у данного проекта «дополнительности». Таким образом, считается подходящим продвижение данного проекта с использованием МЧР.

В дальнейшем, на основе «выполнения данного проекта с использованием МЧР» запрашивается в качестве дополнительного к настоящему обследованию исследование позиций, связанных с МЧР, нижеследующее:

- ✓ Составление пилотной проектной документации
- ✓ Исследование системы выполнения проектов МЧР в Узбекистане