

5.5 Финансовый и экономический анализ нового энергоблока

5.5.1 Оценка стоимости строительства и эксплуатации нового энергоблока

Новый энергоблок на ДП «ТашТЭС» станет первым энергоблоком комбинированного цикла в системе ГЭК «Узбекэнерго». Энергоблок ПГУ является более экономичным с точки зрения расхода топлива. Стоимость строительства энергоблока в основном дешевле чем обычный тепловой энергоблок котлотурбинного типа, с другой стороны техобслуживание энергоблока ПГУ будет требовать больших затрат в приобретении высокотехнологичных частей для техобслуживания. Первый подпункт указывает стоимость строительства, а второй стоимость эксплуатации и техобслуживания.

1. Стоимость строительства нового энергоблока комбинированного цикла
Основные характеристики нового энергоблока ПГУ, планируемого к строительству на ДП «ТашТЭС» ожидаются на уровне показателей, приведенных в таблице 5.5-1.

Таблица 5.5-1 Основные характеристики нового энергоблока ПГУ

Параметры	Ожидаемые параметры
<u>Чистая выходная электрическая мощность блока</u>	
На стороне высокого напряжения основного трансформатора	370 МВт
<u>Расход топлива</u>	
Удельный расход тепла	1536 ккал/кВтч
Тепловой КПД	56.0 %
Расход топлива на блоке в час	568320 Мкал/ч
<u>Эксплуатация в комбинированном режиме генерации электроэнергии и выработки тепла</u>	
<u>Чистая выходная мощность энергоблока</u>	
Чистая выходная электрическая мощность энергоблока на стороне высокого напряжения основного трансформатора	363 МВт
Мощность теплоснабжения	35 Гкал/ч
<u>Расход топлива</u>	
Расход топлива на блоке в час	568320 Мкал/ч
Общая комбинированный тепловой КПД генерации электроэнергии и выработки тепла	61.0 %
Срок строительства	34 месяца

Стоимость строительства энергоблока приблизительно оценивается в 226,5 млн. долл. США исключая НДС, которая поштатейно приведена в Таблице 5.5-2. Предполагается освобождение от импортных пошлин.

Таблица 5.5-2 Оценочная стоимость строительства

в тысячах долларов США	
Статья расхода	Приблизительная стоимость
Газовая турбина и вспомогательное оборудование	55000
ПГРТ (котел-утилизатор) и вспомогательное оборудование	26000
Паровая турбина и вспомогательное оборудование	18000
Генератор и вспомогательное оборудование	15000
Система горячего водоснабжения и вспомогательное оборудование	7000
Другое оборудование	48000
Общестроительные и архитектурные работы	28000
Транспортировка	8500
Непредвиденные расходы	16400
Услуги консультанта	4600
Всего	226500

(Примечание) В вышеприведенные расходы не включены импортные пошлины и НДС.

2. Стоимость эксплуатации и техобслуживания

Агрегат газовой турбины является частью нового энергоблока и одним из агрегатов созданных с применением улучшенных высоких технологий. Надежные запасные части для горячих частей газовой турбины не могут быть приобретены из других источников, кроме как самого производителя. Горячие части газовой турбины, которые подвергаются чрезмерно высоким температурам, должны подлежать замене в определенные периоды, вследствие эрозии, коррозии возросшей усталости из-за нагрузок в условиях высоких температур. Здесь применяются особые материалы. И как следствие этого высокие цены.

Типичный пример техобслуживания газовой турбины это проведение проверки системы сжигания, проверки частей горячего газа и всеобщая периодическая проверка с целью осмотра горячих частей и проведения необходимой их замены. Стоимость техобслуживания газовой турбины выше, чем у обычного энергоблока котла и паровой турбины потому, что эти горячие части газовой турбины являются неким подобием расходных материалов.

Не представляется легким прогнозировать покупательскую цену на запасные части, применяемые при замене во время техобслуживания. Даже при очень грубом подсчете, ежегодная средняя стоимость приобретения запасных частей может быть 5% от стоимости газовой турбины, что эквивалентно 2,75 млн. долл. США, а стоимость

приобретения остальных запасных частей может составить 1 % от стоимости строительства, что эквивалентно 1,42 млн. долл. США. Общая оценка стоимости приобретения запасных частей по этому методу дает цифру в 4,17 млн. долл. США. Грубый подсчет ежегодных работ по техобслуживанию дает цифру примерно в пределах 4-4,5 млн. долл. США.

В дополнение к покупке запасных частей, также необходимо иметь присутствующих инженеров производителя при проведении общего осмотра и проверки газовой турбины и других важных проверках, с тем, чтобы работы проводились на адекватном уровне. Стоимость приглашения и присутствия такого инженера также будет отнесена за счет расходов по техобслуживанию. Оплата, которую производитель может запросить может составлять 1000 – 1500 долл. США в день на одного инженера. Если 3 инженера будут присутствовать в течение 30 дней в году цифра расхода составит 90000 – 135000 долл. США. Общая же стоимость приглашения инженеров может составить 110000 – 180000 долл. США после добавления транспортных и других расходов по пребыванию.

Настоящий план ДП «ТашТЭС» предусматривает эксплуатацию и поддержание нового энергоблока силами местных специалистов, и вывод двух энергоблоков в ремонт или резерв. ДП «ТашТЭС» проведет обучение некоторых специалистов из числа занятых на эксплуатации и техобслуживании для нужд нового энергоблока. Персонал уже имеет отличную подготовку и сможет эксплуатировать и проводить техобслуживание нового энергоблока. Подразумевается, что не будет роста стоимости эксплуатации и техобслуживания, за исключением на нужды по приобретению запасных частей и услуг приглашаемых специалистов.

Ежегодные расходы по закупке запасных частей и инженерной поддержке обслуживания составит в общем 4 – 4,7 млн. долл. США.

5.5.2 Финансовый анализ нового энергоблока

Подпункт (1) разъясняет предположения по финансовому анализу, а также как эти предположения были получены. В подпункте (2) приведены калькуляция финансовой ставки возврата по проекту.

1. Предположения по финансовому анализу

а. Строительство энергоблока

Стоимость строительства энергоблока оценивается в 226,5 млн. долл. США, как указано в таблице 5.5-2. Период строительства оценивается в 34 месяцев течение 2004-06 годов.

Выплаты подрядчику по строительству энергоблока как ожидается, будут производиться в соответствии со Статьей 4,39 Условий Оплаты Общих Условий Тендерных документов, которые определяют, что 10% будут выплачены после подписания контракта и получения одобрения Правительства Республики Узбекистан, 70% будут выплачены после доставки оборудования или продвижения работ, а оставшиеся 20% будут выплачены по окончании после успешного завершения необходимых испытаний. Крупнейшая доля в выплатах по стоимости строительства придется на подрядчика по строительству.

В предположении, что контракт по строительству начнется в марте 2004 года и завершится 31 декабря 2006 года для ввода в эксплуатацию с 1 января 2007 года, проплаты стоимости строительства были рассчитаны как выплаты по годам, как указано в таблице 5.5-3 с целью произвести финансовый анализ.

Таблица 5.5-3 Предположения по выплатам по строительству энергоблока

Год	2004	2005	2006	Всего
Объем выплат стоимости по строительству	50 млн. долл. США	88 млн. долл. США	88,5 млн. долл. США	226,5 млн. долл. США

в. Предположения по режиму эксплуатации

Расход топлива для нового энергоблока невелик. В режиме генерации только электроэнергии оценка расхода топлива составляет 1536 ккал/кВтч при новых и чистых условиях при максимальном продолжительном выходе мощности как указано в таблице 5.5-1. Средний расход топлива в реальных эксплуатационных режимах будет хуже, потому что при использовании агрегат изнашивается, падает давление на входе воздушного фильтра, в течение эксплуатации расход в среднем будет больше, чем у совершенно нового агрегата, эффективность теплообмена в котле-утилизаторе и других теплообменниках станет хуже, чем при новых чистых условиях. Все это может привести к повышению расхода топлива на 2 %– 3 %.

В случае подобного ухудшения характеристик, расход топлива ожидается на уровне 1567 ккал/кВтч – 1582 ккал/кВтч, то есть на 2%-3% выше 1536 ккал/кВтч и все еще считается приемлемым. Средний расход топлива существующих блоков был 2728 ккал/кВтч как указано в таблице 5.3-7. Ожидается, что новый энергоблок будет

вырабатывать электроэнергию на 56% уровня расхода топлива от существующих блоков.

Хороший расход топлива означает, что энергоблок будет использоваться более чаще чем другие блоки во всей генерирующей системе, с тем чтобы сократить расходы по топливу. Другие тепловые электростанции в Узбекистане используют обычные блоки котлов и паровых турбин. Расход топлива блоков на других электростанциях вряд ли меньше чем на предполагаемом новом энергоблоке. Таким образом, считается, что новый энергоблок будет использоваться почти всегда при полной максимальной нагрузке в периоды возможной эксплуатации, настолько насколько это будет возможно на ДП «ТашТЭС».

Новый энергоблок также имеет хорошие показатели по времени пуска и остановки и изменения нагрузки. Данная характеристика может способствовать стабильности и безопасности электрической системы. К счастью некоторые ГЭС ГЭК «Узбекэнерго» имеют хорошие возможности для обеспечения стабильности и безопасности системы. Одна из таких гидроэлектростанций это комбинация Чарвакской ГЭС мощностью 620 МВт с большим Чарвакским водохранилищем как регулирующим водохранилищем и Ходжикентская ГЭС мощностью 165 МВт, которая находится вниз по течению от Чарвака, которая выполняет функцию регулятора стока воды из Чарвакского водохранилища. Эти ГЭС будут продолжать обеспечивать эти функции, а новый энергоблок, вероятно, будет эксплуатироваться почти на полной мощности.

Мощность энергоблока также должна учитываться как ухудшающаяся при использовании. Энергоблок будет нуждаться в перерывах на проведение техобслуживания.

Как результат принятия во внимание вышеуказанных факторов, данное изучение было основано на предположении описанных в таблице 5.5-4.

Таблица 5.5-4 Предположения по эксплуатационным режимам в финансовом анализе

1	Долгосрочная средняя эксплуатационная готовность энергоблока	88,5% эквивалентно 326,7 дням
2	Долгосрочная средняя выходная мощность энергоблока	96,0 % номинальной максимальной мощности
3	Долгосрочный производственный фактор энергоблока (1. Эксплуатационная готовность энергоблока x 2. Средняя выходная мощность)	85,0%
4	Средний расход топлива энергоблока	1597 ккал/кВтч (590890 Мкал/час)

Долгосрочная средняя эксплуатационная готовность энергоблока составляет 88,5%, что является высокой эксплуатационной готовностью, позволяя простой для проведения техосмотров и вынужденных простоев до 42 дней в год, включая только частичное снижение мощности вследствие техосмотров или неполадок эквивалентных базе дневного расчета. Долгосрочная средняя выходная мощность энергоблока может быть также относительно высокой. В финансовом анализе, фактор энергоблока, являясь производственным фактором энергоблока, был предположен на уровне 85% как результат эксплуатационной готовности в 88,5%, а средний уровень выходной мощности 96,0% на протяжении всего срока службы энергоблока. Средний расход топлива был предположен как 1597 ккал/кВтч в режиме генерации электроэнергии на 4% выше, чем указано в таблице 5.5-1. Так как при проведении финансового анализа подразумевается, что лучше применять консервативные числовые показатели.

а. Расчет прибыли от эксплуатации

ДП «ТашТЭС» планирует эксплуатацию нового энергоблока в режиме выработки тепловой энергии в дополнение к генерации электроэнергии. Планируемые рабочие часы режима генерации электричества составляют 4900 часов в год, а в режиме совместной выработки электроэнергии и тепловой энергии 2540 часов в год. Тарифы на электро и тепловую энергию указаны на момент получения данных 1 апреля 2003 года, как указано в таблице 5.5-5.

Таблица 5.5-5 Тарифы на электро и тепловую энергию в Узбекистане на и после 1
апреля 2003 года

Группа	Тариф на электроэнергию (сум/кВтч)		Группа	Тариф на тепловую энергию (сум/Гкал)	
I	Промышленный потребитель не менее 750 кВА	*22,690	I	Все потребители кроме II и III	5,555
		10.65	II	Оптовые потребители	4,710
II	Промышленный потребитель менее 750 кВА	17.00	III	Использование энергосистемы	4,080
III	Сельское хозяйство	12.10			
IV	Транспорт и городской транспорт	17.00			
V	Общественные организации	13.85			
VI	Коммерческие пользователи	34.00			
VII	Бытовое потребление	12.10			
	Бытовое потребление для электрических кухонных плит	6.05			
VIII	Отопление и воздушное кондиционирование	34.00			
IX	Реклама	110.00			
X	Использование энергосистемы	11.75			

(Примечание) 22690 сум для промышленных потребителей не менее чем 750 кВА оплачивается по контракту на основании потребляемых кВтч в год.

Все тарифы включают НДС.

Средний взвешенный тариф на электричество включая НДС рассчитан как 15,83 сум/кВтч по тому же самому методу примененному при расчете таблицы 5.3-12.

Рассчитанные доходы при генерации электроэнергии при значении полной мощности в 370 МВт в час при 58,5% от средневзвешенного тарифа составляют 2855336 сум исключая НДС. 58,5% при расходе учитывая, что 65% дохода приходится на генерацию, а 10% энергии теряется при передаче и распределении¹.

¹ Потери от передачи и распределения в 002 году предполагаются в 12,9%. Предполагается, что уровень потери в 12,9% будет сокращен до 10% в среднем за период, когда был проведен анализ.

При расчете месячного дохода для совместной генерации электроэнергии в 363 МВт и тепловой энергии в 35 Гкал, доход от электричества в час ожидается 2801316 сум исключая НДС, а доход от теплоснабжения 162021 сум исключая НДС при применении ставки теплового дохода 5555 сум/Гкал при ставк всех продажных тарифов или 137375 сум исключая НДС при ставке теплового дохода 4710 сум/Гкал в случае всех оптовых продаж. Доход в час от совместной генерации электроэнергии и тепловой энергии предполагается на уровне 2963524 или 2938691 сум.

Кажется, что режим совместной выработки электроэнергии и тепловой энергии приносит больше прибыли для ДП «ТашТЭС». Однако, должны приниматься во внимание потери теплоснабжения. Если потери составляют 20%, доходы сокращаются до 2931082 и 2911216 сум, при этом разница с режимом генерации электроэнергии эквивалентна 4,6% и 3,9%. Ежегодные рабочие часы совместной генерации электроэнергии и тепловой энергии рассчитаны ДП «ТашТЭС» на уровне 2540 часов, а генерация без подачи тепловой энергии на уровне 4900 часов. В применении рабочих часов, годовой доход возрастает вследствие расчета совместной выработки на уровне роста 1.57% и роста 1.33% в сравнении с режимом генерации электроэнергии без теплоснабжения. Ожидается, что энергоблок не будет осуществлять теплоснабжение при полной нагрузке свыше запланированных 2540 часов. Данные для подобного анализа как определяющие приемлемый рост дохода не были получены, а рост доход кажется будет составлять 1%. Для консервативного анализа, рост доходов в режиме совместной генерации не учитывался в данном анализе.

Доход рассчитан при предполагаемом годовом объеме генерации в 2 755 020 МВтч на основании мощности в 370 МВт, фактор энергоблока 85% и 8760 рабочих часов в год, как указано выше. Годовой доход нового энергоблока от генерирования электроэнергии получен в суммах 21261 миллионов Сум (без НДС) по ценам апреля 2003 на выходе с подстанции электростанции на основании 58,5% от продажного тарифа 15,83 сум/кВтч (с НДС) после учета 10% потерь электроэнергии при передаче и распределении и 65% при распределении дохода от генерирования.

Как показано на Таблице 5.3-12 Главы 5.3, тариф на электричество в апреле 2002года был 10.75 сум/кВтч и он вырос в апреле 2003 до 15.83 сум/кВтч, соответствующих 47% росту в год. Данный рост с октября 2001 г. - 9.45 сум/кВтч до апреля 2003 г.- 15.83 сум/кВтч, эквивалентных годовому росту 41%. Дефлятор ВВП применимый к 2002 году был 1,456 из расчетов по статистическим данным Азиатского банка развития (АБР). Уровень цен на электричество в Узбекистане очень низкий по сравнению с уровнем на международных рынках. 15,83 сум/кВтч включая НДС эквивалентно 1,3 цента США/кВтч. Стоимость газа 15,52 сум/м³ включая НДС соотноситься ниже чем эквивалентный уровень в 0,4 долл.США/mmbtu. Во многих странах цена на электричество выше чем 5 центов США/кВтч, а стоимость газа больше чем 2 долл. США/mmbtu (во многих газодобывающих странах). Правительство Узбекистана намеревается привлечь частные инвестиции в рамках проведения реформ в

энергетическом секторе. Корректировка рациональных тарифов в энергетическом секторе станет одной из важнейших мер по реформированию и достижению финансово самостоятельной эксплуатации и привлечению частных инвестиций. Таким образом, финансовый анализ предполагает что цены на электричество и газ должны повышаться на 3,5% в год.

Недавние средневзвешенные данные по электроэнергии с октября 2001г. показаны в качестве графика на Рис. 5.5-1.

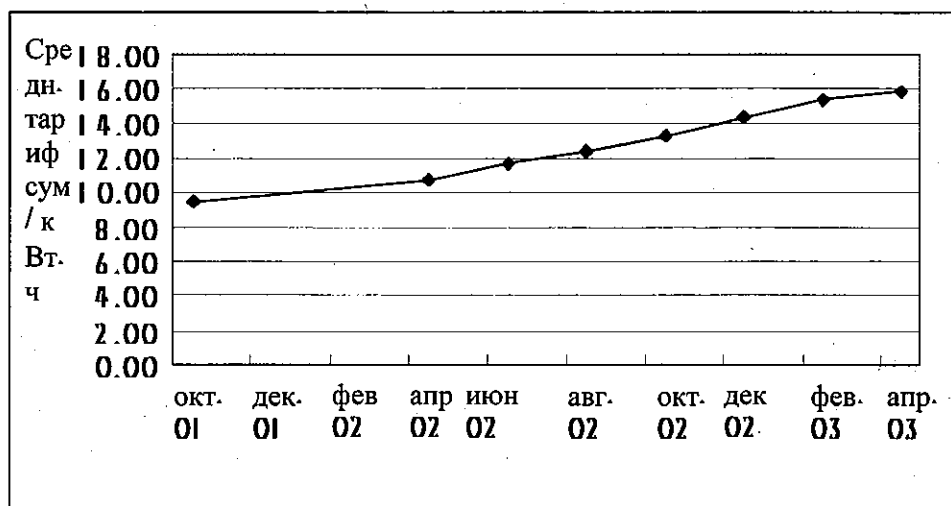


Рис.5.5-1 Расчетный Средний Тариф на Электроэнергию в РУз

Годовой доход- 21,261 млн. сум по ценам 2002 года основанных на стоимости генерирования в 58.5% и розничном тарифе 15.83 сум/кВтч.

(а) Предположительные эксплуатационные затраты

Уровень потребления топлива предположительно 1,597ккал/кВтч на основе чистой энергии, как показано в Таблице 5.5-4. При предположении, что энергия природного газа - 8181 ккал/м³ при том же содержания энергии, как указано в подпункте 5.3.1 (4) главы 5.3, годовой расход топлива будет составлять 37.803.000 м³ для годовой выработки 2,755,020МВтч.

Цена на природный газ, применяемая с 1 февраля 2003 года составляла 15.00 сум/м³, включая НДС. Цена на газ в 2002 году указана в Таблице 5.3-11 главы 5.3. Рис. 5.5-4 показывает индексированную цену на электроэнергию и газ на условии, что цены, применяемые с 1 октября 2001г. равны 100.

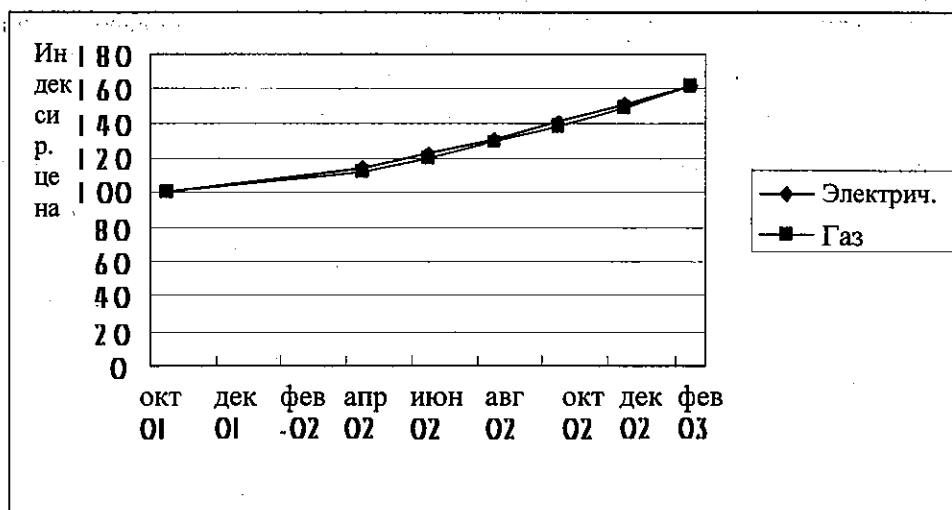


Рис. 5.5-2 Тариф с индексиров. ценой на электричество и газ в РУз

Из Рис. 5.5-4 видно, что цена на электричество и цена на газ регулируются по одной той же ценовой политике. Для финансового анализа, использовались два случая с ценой газа - 15.52 сум/м³, включая НДС (12.93 сум/м³ исключая НДС), используемом в качестве цены на март 2003 г., увеличенная с тем же коэффициентом примененном к увеличению тарифа на электричество с 15 сум до и после 1 февраля 2003 года, и увеличенном в 3,5 % в год при том же самом коэффициенте за электричество.

Годовая стоимость топлива по ценам на 2003 год составляет по расчетам 6,954 млн. сум без НДС.

Дополнительные годовые затраты на обслуживание новой ПГУ рассмотрены в пункте 5.5.1 (2), в частности 4 миллиона долларов США – 4.7 млн. доллара США. ДП «ТашТЭС» будет использовать текущий персонал и на новой ПГУ. Другие затраты не возрастут. Однако поскольку определенный персонал будет заниматься непосредственно ПГУ, а также административный персонал и операторы техобслуживания будут также заниматься новой ПГУ, необходимо предусмотреть определенные затраты на новую ПГУ.

Общая зарплата персонала в 2002г. на ДП «ТашТЭС» была 1,376 млн. сум при работе существующих 12 энергоблоков. ДП «ТашТЭС» планирует остановить два блока из существующих 12 энергоблоков, после ввода в эксплуатацию новой ПГУ. При такой эксплуатации, новая ПГУ будет эквивалента 2 существующим блокам, с точки зрения занятости работников и других затрат и расходов на эксплуатацию и техобслуживание. 230 млн. сум получены при делении 12 и умножении на 2 для затрат на зарплату новой ПГУ. Таблица 5.3-8 главы 5.3 показывает, что зарплата выросла с 2001г. по 2002г. на 46%, а с 2000г. по 2001г. на 39%. Затраты на заработную плату в 2003г. составят 336 млн. сум, умноженных на 1.46, на 230 млн. сум.

Страховой взнос предположительно составит 680 млн. сум при обменном курсе 1000 сум/долларов США, что получено при предположении, что страховой взнос будет 0.3 процента от стоимости установки 226,500,000 долларов США.

Сводка по предположительным значениям эксплуатационных затрат, включая другие расходы, показана на Таблице 5.5-6.

Таблица 5.5-6 Сводка по затратам на эксплуатацию и обслуживание

Позиция	Эксплуатац. Затраты в 2003
Стоимость топлива	6,954млн. сум
Закупка запчастей	4,350 тысяч долл. США
Зарплата	336 млн. сум
Страховой взнос	680 млн. сум
Расходные материалы	250 млн. сум
Прочие расходы	200 млн. сум
Всего	7,947 млн. сум + 4,350 тысяч долл. США

(b) Обзор Обменного курса

Официальные обменные курсы за период с 2001г. показаны на Рис.5.5-3.

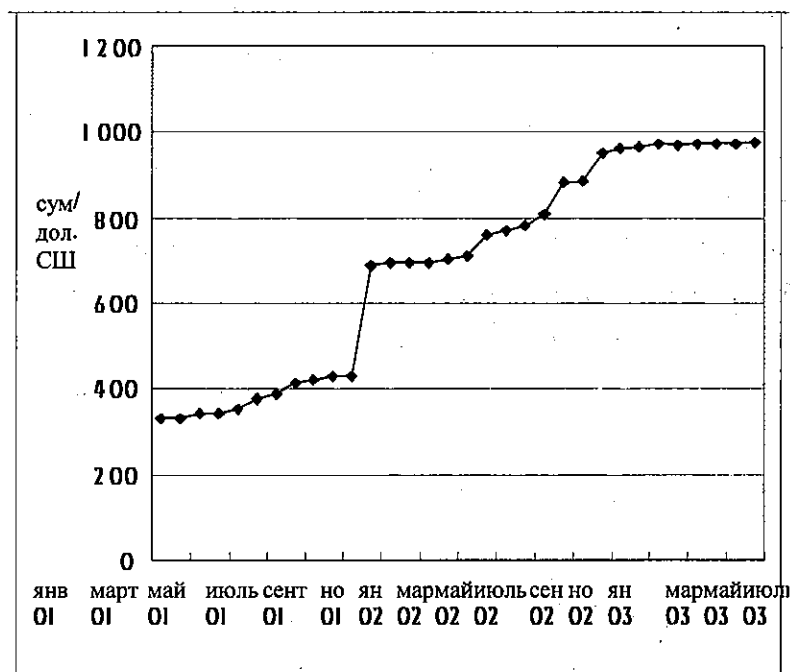


Рис. 5.5-3 Текущий Официальный обменный курс сума

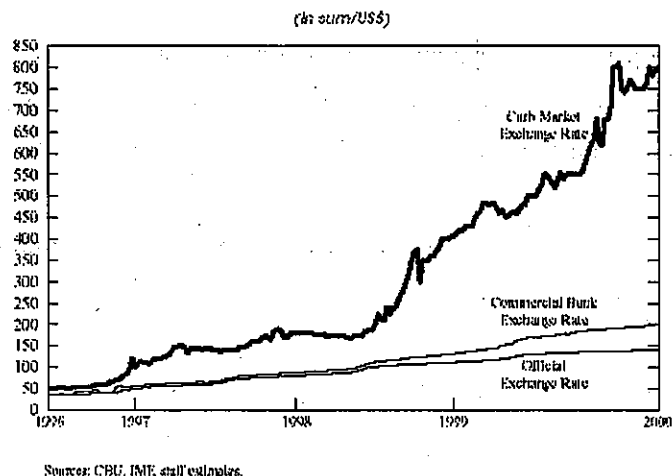


Рис. 5.5-4 Обменные курсы сума, с 30.04.95г. по 01.01.2000г. (Источник: Валютный фонд)

Обменные курсы с января 2003г. по январь 2004г. стабилизировались в районе 970 сум/доллар США в соответствии с правительственной политикой либерализации валюты. Нет большой разницы в указанный период между официальным курсом, коммерческим банковским курсом и курсом «черного» рынка, который был раньше намного выше, как видно из Рис.5.5-4.

Оценить будущий обменный курс валюты нелегко. Таким образом, в случае с финансовым анализом, выполненным по ценам 2003г., использовался обменный курс 1,000 сум/доллар США, который зафиксирован на весь период.

(с) Срок действия ПГУ

Срок действия ПГУ с газовой турбиной считается короче, чем традиционной установки с паровой турбиной и котлом, потому что температура горения газовой турбины выше. Длительность действия зависит от обслуживания. В данном исследовании срок действия установки - 25 лет, обычно применяемый для финансовых расчетов по ПГУ и немного короче, чем использовались традиционные установки.

(2) Расчет Финансовой Нормы Прибыли

(а) Финансовый анализ по цене 2003г.

Таблица 5.5-7 показывает финансовый анализ по ценам 2003 г. Финансовая норма прибыли была 5,41 % в год.

(b) Снижение прибыли и увеличение затрат на эксплуатацию и обслуживание

Коэффициент использования установленной мощности в этом финансовом анализе предполагается в 85%, как указывалось в пункте 5.5.2 b, и он относительно высокий. Если текущая производительность установки снижается или текущая готовность ниже, чем указанная в Таблице 5.5-4, доход снизится. Таблица 5.5-8 показывает расчет, когда финансовая норма прибыли становится ноль в случае (а). В этом случае, предполагается, что часть эксплуатационных затрат, соответствующих стоимости топлива снизится из-за более низкого объема выработки; других изменений в эксплуатационных затратах не произойдет.

Выполнен расчет изменившегося дохода и стоимости топлива исходя из параметров в Таблице 5.5-7 для того, чтобы получить снижение дохода и нулевую финансовую прибыль. Результаты расчетов показаны на Таблице 5.5-8, в частности, доход составляет 58,2 % в Таблице 5.5-7. Случай в Таблице 5.5-8 соответствует эксплуатации при коэффициенте использования установленной мощности 49,4%, что произойдет, если выходная мощность установки будет больше для дополнительных 130 дней в году. Нулевой финансовый возврат означает что проекта не имеет никакого финансового вклада, и рассчитан в качестве справочной информации для оценки затрат на техобслуживание против потерь от простоев.

Другие расчеты направлены на получение ситуации, когда ФНП равно нулю из-за дополнительных затрат на эксплуатацию и техобслуживание. Расчет выполнен в Таблице 5.5-9, показывающей, что это происходит когда дополнительные затраты в год равны 10702 млн. сумов.

Снижение дохода может произойти из-за простоев, вызванных плохим обслуживанием. Рост затрат на эксплуатацию и техобслуживание может произойти из-за аварии. Если вероятность аварии связана с плохим обслуживанием, техобслуживание становится самым важным фактором. Предусматривается закупка запасных частей примерно на 4,350,000 долларов США. При обменном курсе 1,000 сум/доллар США, она соответствует 4,350 млн. сумов. 10702 млн. сумов – это в 2,46 раз больше, чем 4,350 млн. сумов. В этом же расчете, 10 дней простоя в год эквиваленты росту эксплуатационных и ремонтных расходов на 824 млн. сумов. Хотя нет необходимости в излишнем обслуживании, важно содержать установку в надежном и готовом состоянии, обеспечивая соответствующее обслуживание.

Таблица 5.5-7 Расчёт Финансовой Внутренней Нормы Прибыли

Год		Плата за строительство	Доход	Затраты на эксплуатац. и обслуж.	Баланс
-3	2004	-50,000			-50,000
-2	2005	-88,000			-88,000
-1	2006	-88,500			-88,500
1	2007		24,397	-13,796	10,602
2	2008		25,251	-14,075	11,176
3	2009		26,135	-14,364	11,771
4	2010		27,050	-14,663	12,386
5	2011		27,997	-14,973	13,024
6	2012		28,977	-15,294	13,683
7	2013		29,991	-15,625	14,365
8	2014		31,040	-15,969	15,072
9	2015		32,127	-16,324	15,803
10	2016		33,251	-16,692	16,560
11	2017		34,415	-17,072	17,343
12	2018		35,620	-17,466	18,153
13	2019		36,866	-17,874	18,992
14	2020		38,157	-18,296	19,860
15	2021		39,492	-18,733	20,759
16	2022		40,874	-19,185	21,689
17	2023		42,305	-19,653	22,652
18	2024		43,786	-20,137	23,648
19	2025		45,318	-20,639	24,680
20	2026		46,904	-21,157	25,747
21	2027		48,546	-21,694	26,852
22	2028		50,245	-22,250	27,995
23	2029		52,004	-22,825	29,178
24	2030		53,824	-23,421	30,403
25	2031		55,707	-24,037	31,671
	Итого	-226,500	950,279	-456,215	267,564

ФВНП = 5,41% в год

Таблица 5.5-8 Расчет Дохода для получения Нулевой ФВНП из-за Снижения Дохода

Год		Плата за строительство	Доход	Затраты на эксплуатац. и обслуж.	Баланс
-3	2004	-50,000			-50,000
-2	2005	-88,000			-88,000
-1	2006	-88,500			-88,500
1	2007		14,189	-10,457	3,732
2	2008		14,686	-10,619	4,066
3	2009		15,200	-10,787	4,412
4	2010		15,732	-10,961	4,770
5	2011		16,282	-11,142	5,141
6	2012		16,852	-11,328	5,524
7	2013		17,442	-11,521	5,921
8	2014		18,053	-11,721	6,332
9	2015		18,684	-11,927	6,757
10	2016		19,338	-12,141	7,197
11	2017		20,015	-12,363	7,653
12	2018		20,716	-12,592	8,124
13	2019		21,441	-12,829	8,612
14	2020		22,191	-13,074	9,117
15	2021		22,968	-13,328	9,640
16	2022		23,772	-13,591	10,181
17	2023		24,604	-13,863	10,740
18	2024		25,465	-14,145	11,320
19	2025		26,356	-14,437	11,920
20	2026		27,279	-14,738	12,540
21	2027		28,233	-15,051	13,183
22	2028		29,222	-15,374	13,848
23	2029		30,244	-15,708	14,536
24	2030		31,303	-16,054	15,248
25	2031		32,398	-16,413	15,986
	Итого	-226,500	552,664	-326,164	0

ФВНП = 0.00% в год

Таблица 5.5-9 Расчет Выручки для получения Нулевой Финансовой ВВП из-за

Высоких Затрат на эксплуатацию обслуживание

Год		Плата за строительство	Доход	Затраты на эксплуатац. и обслуж.	Баланс
-3	2004	-50,000			-50,000
-2	2005	-88,000			-88,000
-1	2006	-88,500			-88,500
1	2007		24,397	-24,498	-101
2	2008		25,251	-24,778	474
3	2009		26,135	-25,067	1,068
4	2010		27,050	-25,366	1,684
5	2011		27,997	-25,676	2,321
6	2012		28,977	-25,996	2,980
7	2013		29,991	-26,328	3,663
8	2014		31,040	-26,671	4,369
9	2015		32,127	-27,027	5,100
10	2016		33,251	-27,394	5,857
11	2017		34,415	-27,775	6,640
12	2018		35,620	-28,169	7,451
13	2019		36,866	-28,577	8,290
14	2020		38,157	-28,999	9,158
15	2021		39,492	-29,436	10,057
16	2022		40,874	-29,888	10,987
17	2023		42,305	-30,356	11,949
18	2024		43,786	-30,840	12,946
19	2025		45,318	-31,341	13,977
20	2026		46,904	-31,860	15,044
21	2027		48,546	-32,397	16,149
22	2028		50,245	-32,953	17,292
23	2029		52,004	-33,528	18,476
24	2030		53,824	-34,123	19,701
25	2031		55,707	-34,739	20,968
	Итого	-226,500	950,279	-723,779	0

ФВВП = 0.00% в год

5.5.3 Экономический анализ новой ПГУ

В первом подпункте, кратко упоминалась разница экономического анализа от финансового анализа, чтобы прояснить вопрос в данной главе. Экономический анализ особо важен для проекта с точки зрения Республики Узбекистан. Поэтому в данном проекте, изучались стоимость газа, стоимость электроэнергии, обменный курс иностранной валюты. Эти вопросы обсуждались во втором и третьем подпунктах. Четвертый подпункт показывает затраты и прибыль, рассматриваемые в экономическом анализе, а пятый подпункт показывает расчеты экономической нормы прибыли.

(1) Экономический анализ

Отличие экономического анализа от финансового в том, что экономический анализ подвергает анализу проект с точки зрения общества, в то время, как финансовый анализ анализирует проект с точки зрения предприятия. Прибыль в экономическом анализе – это рост ресурсов, доступных для общества, а затраты – это стоимость возможностей для общества, в то время как в финансовом анализе – это приток финансовых средств предприятию, а затраты – это отток капитала.

Финансовый анализ, выполненный в главе 3.5.2, направлен на ДП «ТашТЭС», как отдельное предприятие. Данный экономический анализ выполнен с точки зрения Республики Узбекистан.

(2) Газ

Природный газ – один из важных природных ресурсов Узбекистана. Таблица 5.5-10 показывает основные 20 стран, которые имеют наибольшие резервы природного газа и высокий уровень производства. Узбекистан является 16-ой страной по залежам природного газа и 8-ой страной по добыче в 2001 году. Узбекистан экспортирует 20% - 25% полученного природного газа в Казахстан, Киргизстан, Россию, Украину и Таджикистан.

Таблица 5.5-10 Мировой резерв природного газа и производство газа в 20 основных странах-производителях

	Natural Gas Reserve (Ткубфут)		Производство природного газа в 2001 (Ткубфут)	
1	Россия	1680.000	Россия	20.51
2	Иран	812.300	США	19.36
3	Катар	508.540	Канада	6.60
4	Саудовская Аравия	224.700	Великобритания	3.74
5	ОАЭ	212.100	Алжир	2.84
6	США	183.460	Нидерланды	2.75
7	Алжир	159.700	Индонезия	2.44
8	Венесуэла	148.000	Узбекистан	2.23
9	Нигерия	124.000	Иран	2.17
10	Ирак	109.800	Норвегия	1.93
11	Индонезия	92.500	Саудовская Аравия	1.90
12	Австралия	90.000	Малайзия	1.90
13	Норвегия	77.300	Туркменистан	1.70
14	Малайзия	75.000	ОАЭ	1.59
15	Туркменистан	71.000	Аргентина	1.31
16	Узбекистан	66.200	Мексика	1.30
17	Казахстан	65.000	Австралия	1.17
18	Нидерланды	62.000	Катар	1.14
19	Канада	60.118	Венесуэла	1.12
20	Египет	58.500	Китай	1.07

Источник: Общенациональный Энергетический Информационный Центр, США

Рис. 5.5-3 показывает рыночную стоимость Генри Хаб в долл.США/mmbtu природного газа в США с декабря 2002 года по декабрь 2003 года, с января 2000 по июль 2003 год, а Рис. 5.5-4 показывает цену на природный газ у устья скважины в долларах/тысячах куб.фут с января 2000 по июль 2003 года согласно Администрации Энергетической Информации США.

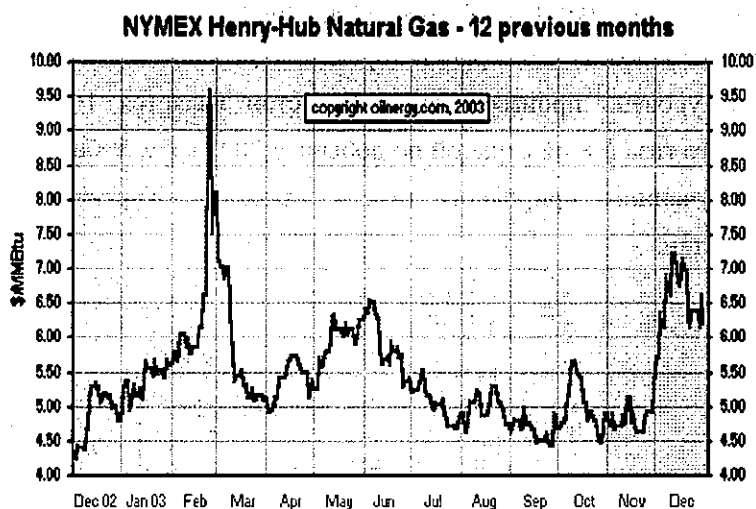


Рис. 5.5-5 Цена природного газа Генри Хаб в долларах США /ммбту

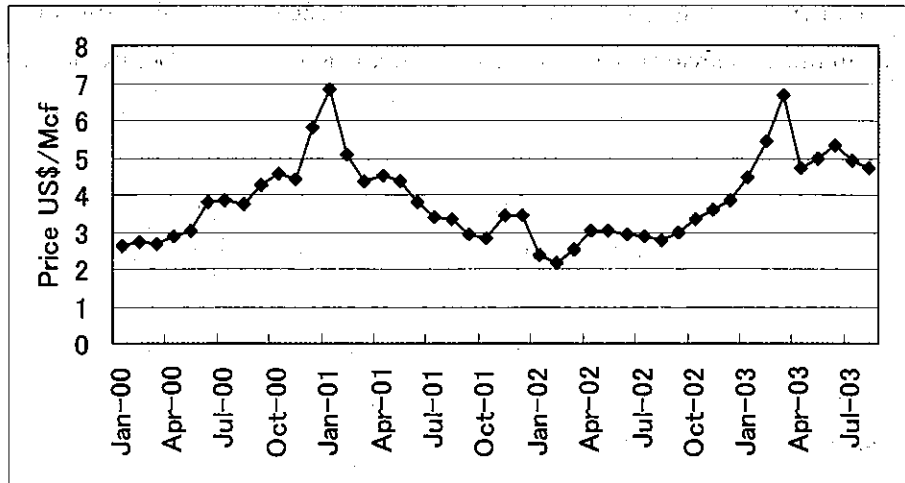


Рис. 5.5-6 Цена на природный газ в устье скважины США в долл. США/тыс. кубфут
(Источник: Администрация энергетической информации США)

Рис. 5.5-5 показывает, что цены в 2003 году всегда были выше чем 4,5 долл. США/mmbtu, а Рис. 5.5-6 показывает, что цены в устье скважины также были выше 4,5 долл. США/тыс. куб. футов. Эти цены эквивалентны примерно 159 дол. США на 1000 м³, что равно примерно 17,9 долл.США на миллион калорий.

Стоимость газа в Узбекистане в марте 2003г. была 12,930 сум без НДС за 1000 м³, что равно 13 долл. США на 1000 м³ конвертированных при обменном курсе 1000 сум/доллар США. Узбекская цена была 8,9% от цены США.

Рис. 5.5-7 показывает Цены ОПЕК на неочищенную нефть. Цена на неочищенную нефть равна примерно 17,7 долл. США на млн. калорий. В настоящее время оба показателя цен сохраняются примерно на том же уровне.

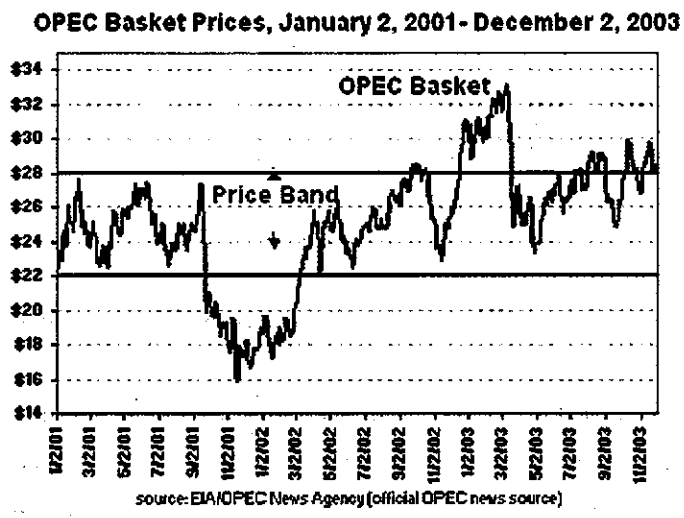


Рис 5.5-7 Цены ОПЕК на нефть доллары США/баррель

Сравнить энергии непросто. Газ не может перевозиться без трубопроводов. Газовые хранилища требуют больших затрат, чем хранение нефтепродуктов или угля.

В следующей главе (1), упоминается, что в экономическом анализе стоимость – это стоимость возможности для общества. С учетом этого и того, что излишки газа могут экспортироваться, решено использовать в экономическом анализе разумную стоимость возможности для Узбекистана. Стоимость газа может быть ниже, чем рыночная цена США. Нет возможности экспортировать в США. Один метод – это использовать цену на газ, которая принята в других странах, использующих газ, полученный в своей стране, для выработки электроэнергии. В частности, в странах Юго-Восточной Азии закупка газа равна 2.5 долл.США – 3 долл. США на mmbtu.

2.5- 3 долл. США на mmbtu – это ниже, чем рыночная цена США и дешевле чем стоимость нефти при сравнении эквивалентности энергий. Таким образом, для экономического анализа, предположено, что цена газа 2.5 долл. США на mmbtu, что в 6.75 раз больше, чем текущая цена в Узбекистане с 1 марта 2003г.

(3) Валютный курс, стоимость и цена электроэнергии

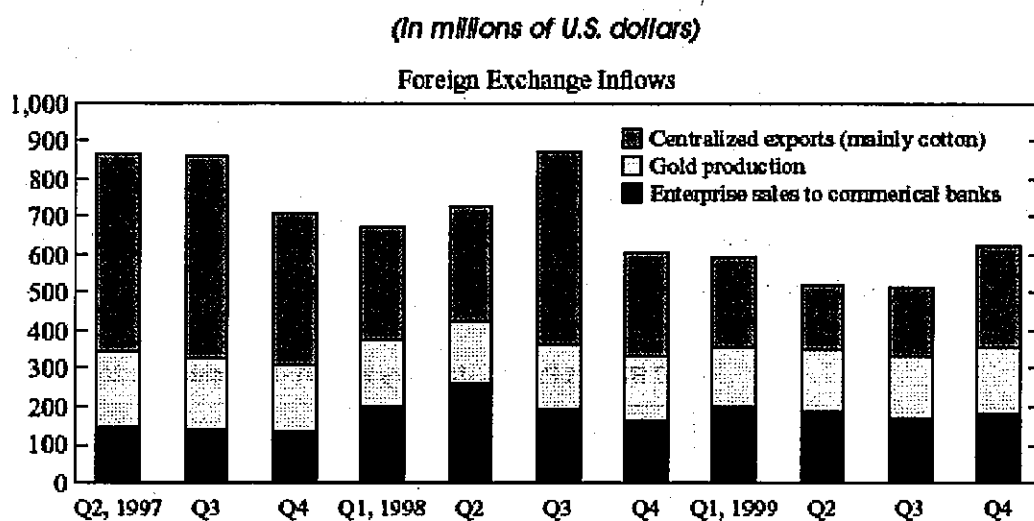


Рис. 5.5-8 Приток иностранной валюты через банковскую систему РУз

(Источник: документы МВФ Том. 48 No.1)

Как показано на Рис. 5.5-8, доля экспорта хлопка и золота очень высокая в притоке иностранной валюты. Иностранная валюта и экспорт хлопка и золота контролируются правительством. Трудно выбрать обменный курс для экономического анализа. Однако к счастью и газ и электричество являются энергией. Доля иностранной валюты – большая в строительстве и дополнительных затратах на обслуживание. Влияние

обменного курса иностранной валюты сочтено незначительным в экономическом анализе. Таким образом, расчет сделан при 1000 сум./доллар США.

В предшествующем подпункте (2) речь шла о стоимости газа. С другой стороны, электричество тоже выгодно обществу как вид энергии. И хотя для экономического анализа применялась текущая цена газа увеличенная в 6,28 раз, умножение того же коэффициента не приемлемо, потому что:

(а) Текущие цены на газ и электричество равны соответственно 1612/Гкал и 15337/Гкал.

(b)(а) это означает, что цена на электричество в энергетическом выражении в 9,5 раз больше цены газа. Сохранять разницу цен даже при условии высокой цены на газ непросто.

(с) Разница в ценах на электричество и газ при эквивалентной энергии – это добавленная стоимость из-за преобразования энергии из газа в электричество. Для добавочной стоимости преобразования, увеличение в 6,28 раз не разумно.

6,28 раз, 13.19 сум/кВтч, средний текущий тариф на электричество, исключая НДС, с 1 марта 2003г., это 82,83 сум, что эквивалентно 8,93 центам США/кВтч. В странах Юго-Восточной Азии, где природный газ закупается за 2,5 – 3,5 долларов США/mmbtu, розничная цена за электричество примерно 6 цент/кВтч. Применение 8,3 цента США/кВтч кажется слишком высоким.

Таким образом, использован один метод экономического анализа, когда 35.1 сум/кВтч (стоимость выработки без НДС), что равно 58.5% 60 сум/кВтч (розничная цена без НДС) и эквивалентно 6 центам/кВтч и другой метод, когда 21,04 сум/кВтч (стоимость выработки без НДС) получены из нижеследующей формулы.

$21,04 \text{ сум/кВтч} = 13.19 \text{ сум/кВтч}(\text{Текущая цена}) \times 58.5\% - [12.93 \text{ сум/м}^3(\text{Текущая цена на газ}) / 8181 \text{ ккал/м}^3 (\text{Содержание энергии в газе}) \times 1597 \text{ ккал/кВтч} (\text{Коэффициент расхода топлива})] + [12.93 \text{ сум/м}^3 \times 6,28 \text{ раз} / 8181 \text{ ккал/м}^3 \times 1597 \text{ ккал/кВтч}]$.

(Note) Второе – это цена электроэнергии конвертированная из текущей цены на газ должна быть вычтена, а третье – это цена на электроэнергию, конвертированная от газа, цена которого в 6,28 раз выше должна быть добавлена.

(4) Прибыль и Затраты

(а) Прибыль

При эксплуатации новой ПГУ, 2 энергоблока из существующих 12 блоков будут выведены из работы. Текущая выработка 1,666,667 МВтч в год (10,000,000 МВтч x 2/12) увеличится после ввода в эксплуатацию новой ПГУ до 2,755,020 МВтч. Расход

топлива 4,419,540 Гкал в год (26,517,242 Гкал для 12 блоков, как указано в Таблице 5.3-7) предположительно станет - 4,399,763 Гкал ($537,803,000\text{м}^3 \times 8181\text{ккал/м}^3$ – см. Главу 5.5.2 (1)d).

Вышеуказанные параметры дадут выгоду в виде дополнительной электроэнергии – 1 008 353 МВтч/год и экономию топлива – 19777 Гкал/год, что в суммах равно 35393 млн. + 196200 долларов США или 22899 млн. сум + 196200 млн. долларов.

(b) Затраты

В экономическом анализе можно использовать те же значения затрат в иностранной валюте, что и в финансовом, с учетом затрат в узбекской валюте. Однако, разница в эксплуатационных затратах текущих и будущих – это дополнительные расходы на строительство новой энергоустановки и возросшие затраты на запасные части для техобслуживания. Большая часть закупаемых строительных и запасных частей будет оплачиваться в иностранной валюте. Как строительство, так и техобслуживание оценены в долларах США в Главе 5.5.2. Экономический анализ выполнялся без изменения затрат в узбекской валюте.

Строительная стоимость 226,500,000 долларов США и дополнительные запасные части для техобслуживания, а также стоимость закупаемых услуг 4,350,000 долларов США использованы в экономическом анализе.

Для ссылки, выполнен обзор затрат на обслуживание в узбекской валюте:

В строительной стоимости 226,500,000 долларов США, доля затрат в иностранной валюте оценена в 37,500,000 долларов США, что эквивалентно 16.5%.

При замене запчастей, предполагается то же самое соотношение затрат в иностранной и узбекской валюте в течение нескольких лет, с учетом следующих факторов:

- (i) традиционная часть затрат в местной валюте – это строительные и гражданские работы, которые требуют меньших расходов на техобслуживание, чем машины и оборудование.
- (ii) высокотехнологичная газовая турбина требует закупки запчастей в иностранной валюте.
- (iii) доля запчастей, закупаемых на месте, будет расти постепенно по мере их производства в стране.

(5) Расчет Экономической Нормы Прибыли

Таблица 5.5-11 показывает расчет экономической нормы прибыли, основанный на стоимости выработки 35.1 сум/кВтч. В этом случае экономическая норма прибыли – 12,88% в год.

Таблица 5.5-12 показывает расчет экономической нормы прибыли, основанный на стоимости выработки 21,04 сум/кВтч. В этом случае экономическая норма прибыли 6,07% в год.

В обоих случаях экономическая норма прибыли показывает положительное соотношение. Новая энергоустановка на ДП «ТашТЭС» даст экономию газа. Если стоимость газа высокая или стоимость электричества высокая, проект показывает более высокую прибыль.

**Таблица 5.5-11 Расчет экономической Нормы Прибыли для Стоимости выработки при
35.1 сум/кВтч.**

Год	Строительная стоимость	Прибыль	Дополнительные расходы на техобслуживание	Баланс	
-3	2004	-50,000		-50,000	
-2	2005	-88,000		-88,000	
-1	2006	-88,500		-88,500	
1	2007	38,397	-4,350	34,047	
2	2008	38,397	-4,350	34,047	
3	2009	38,397	-4,350	34,047	
4	2010	38,397	-4,350	34,047	
5	2011	38,397	-4,350	34,047	
6	2012	38,397	-4,350	34,047	
7	2013	38,397	-4,350	34,047	
8	2014	38,397	-4,350	34,047	
9	2015	38,397	-4,350	34,047	
10	2016	38,397	-4,350	34,047	
11	2017	38,397	-4,350	34,047	
12	2018	38,397	-4,350	34,047	
13	2019	38,397	-4,350	34,047	
14	2020	38,397	-4,350	34,047	
15	2021	38,397	-4,350	34,047	
16	2022	38,397	-4,350	34,047	
17	2023	38,397	-4,350	34,047	
18	2024	38,397	-4,350	34,047	
19	2025	38,397	-4,350	34,047	
20	2026	38,397	-4,350	34,047	
21	2027	38,397	-4,350	34,047	
22	2028	38,397	-4,350	34,047	
23	2029	38,397	-4,350	34,047	
24	2030	38,397	-4,350	34,047	
25	2031	38,397	-4,350	34,047	
	Итого	-226,500	959,925	-108,750	624,675

ФВНП = 12,88% в год

**Таблица 5.5-12 Расчет Экономической Нормы Прибыли для Стоимости выработки при
21,04 сум/кВтч.**

Год	Строительная стоимость	Прибыль	Дополнительные расходы на техобслуживание	Баланс	
-3	2004	-50,000		-50,000	
-2	2005	-88,000		-88,000	
-1	2006	-88,500		-88,500	
1	2007	23,095	-4,350	18,745	
2	2008	23,095	-4,350	18,745	
3	2009	23,095	-4,350	18,745	
4	2010	23,095	-4,350	18,745	
5	2011	23,095	-4,350	18,745	
6	2012	23,095	-4,350	18,745	
7	2013	23,095	-4,350	18,745	
8	2014	23,095	-4,350	18,745	
9	2015	23,095	-4,350	18,745	
10	2016	23,095	-4,350	18,745	
11	2017	23,095	-4,350	18,745	
12	2018	23,095	-4,350	18,745	
13	2019	23,095	-4,350	18,745	
14	2020	23,095	-4,350	18,745	
15	2021	23,095	-4,350	18,745	
16	2022	23,095	-4,350	18,745	
17	2023	23,095	-4,350	18,745	
18	2024	23,095	-4,350	18,745	
19	2025	23,095	-4,350	18,745	
20	2026	23,095	-4,350	18,745	
21	2027	23,095	-4,350	18,745	
22	2028	23,095	-4,350	18,745	
23	2029	23,095	-4,350	18,745	
24	2030	23,095	-4,350	18,745	
25	2031	23,095	-4,350	18,745	
	Итого	-226,500	577,375	-108,750	242,125

ЭНП = 6,07% в год

5.5.4 Стоимость выработки на новой ПГУ

Финансово-экономический анализ дал оценку обоснованности проекта без учета деловой подоплеки. ГАК «Узбекэнерго» является государственной акционерной компанией, которая предоставляет услуги по рыночно ориентированным действенным правилам бизнеса. Поэтому важен также анализ проекта с точки зрения влияния на финансовое положение ГАК «Узбекэнерго», включая выручку, поток наличности, затраты и т.д.

Данная глава приводит указанный анализ с точки зрения влияния на финансовое положение. Для финансового прогноза следует учесть дополнительные факторы. В первой главе упоминалось об этих факторах. Во второй главе речь шла об основах финансовой отчетности. Третья глава дает расчеты и прогнозы.

(1) Дополнительные факторы

Цель финансово-экономического анализа – оценка самого проекта. Следующие факторы, не включенные в финансово-экономический анализ, следует принять во внимание при оценке стоимости выработки:

(a) Стоимость финансирования

Финансовая внутренняя норма прибыли (НИ – Financial Internal Rate of Return) является отправной нормой для стоимости финансирования. Если финансирование меньше, чем НИ, ожидается прибыль проекта; если выше, ожидается потеря. Однако, влияние на финансовый отчет не изучается. Для финансового прогноза предполагается, что процентная ставка кредита 1.9% в год и расходы за погрузку-разгрузку входят в финансовые затраты, 85% строительных работ оплачиваются кредитом, а выплаты осуществляются посредством равных взносов с 2012 по 2031г.

(b) Амортизация энергоустановки

Уведомление Министерства Финансов No. 7 от 27 февраля 1997 гласит, что годовая амортизационная ставка для зданий - 5% , для турбин и оборудования - 8%. 14% затрат на строительство обесцениваются при 5%, а 86% амортизируются при 8% пропорционально смете затрат для гражданских и архитектурных работ и для других объемов, указанных в Таблице 5.5-2.

(c) Совокупный подоходный налог

Предполагается, что проект будет оплачивать совокупный подоходный налог при прибыли 35%, если чистая прибыль – положительная в году. Допустима также предположительная потеря в 5 летний срок.

(d) Рост цен

Далее приведена предположительная эскалация цен в долларах США на весь срок действия проекта.

Газ :	4 % в год
Зарплата :	5% в год
Электричество:	3,8% в год
Прочее :	3% в год

Другие факторы остаются неизменными от указанных в 5.5.1 и 5.5.2.

(2) Прогноз в долларах США и сумовый эквивалент

Прогноз делался с целью подготовки финансовых отчетов для проекта. НДС не включен, потому что предполагается, что баланс входного НДС и выходного НДС будет оплачен или рефинансирован полностью.

При составлении прогноза, кредиторская и дебиторская задолженности не учитывались, поскольку предполагается, что все выплаты, расходы и затраты будут оплачиваться по мере нарастания, а вся доход будет выплачиваться незамедлительно.

В последующих подпунктах 5.5.4 (1) (d), прогноз процентного роста сделан в долларах США. Финансовые отчеты по проекту подготовлены в долларах США, и подготовлен также другой отчет в сумах, потому что бухгалтерский учет в ГАК «Узбекэнерго» ведется в сумах. В сумовом выражении, предполагается, что девальвация сума по отношению к доллару США будет 10% в год, с учетом этого проект предвидит потери из-за обменного курса. Обменные потери подлежат вычету из налогооблагаемого дохода.

(3) Предположительный расчет

Таблицы 5.5-13 - 5.5-16 показывают следующее

Таблица 5.5-13	прогноз стоимости выработки
Таблица 5.5-14	прогнозируемый отчет о доходах
Таблица 5.5-15	прогноз потока наличности
Таблица 5.5-16	прогноз балансового отчета

Рентабельность капитала по методу дисконтного потока наличности в данном прогнозе была 2,05% в год. Уставная НП соответствующая 5% и 10% в год достигнута путем изменения ставки роста тарифа. Получен следующий результат расчетов;

Рост тарифа в долларах США	на 3,88% в год	Уставная НП 2,05 % в год
Рост тарифа в долларах США	на 4,25% в год	Уставная НП 5,03 % в год
Рост тарифа в долларах США	на 5,46% в год	Уставная НП 10.00 % в год

В основном случае предполагается что тариф на электричество в базовых долл.США будет возрастать на 3,8% в год, что немного выше чем общая инфляция цен, и газа на 4,0% также немного выше чем электричества и заработной платы в 5,0%, как указано в (1) (d). В этом случае, ожидаемая рентабельность капитала была мала, а большая рентабельность желаемая не менее чем процентная ставка. В случае увеличения электричества на 4,25% в год, рентабельность капитала ожидается в 5,03%, а увеличение на 5,34% в год даст отдачу рентабельности капитала в 10%. Существующий тариф на электричество - низкий, для того чтобы обеспечить значительную прибыль от выработки на новом энергоблоке, поэтому рекомендуется провести изучение по увеличению ставок тарифа.

Таблица 5.5-13 Прогноз стоимости выработки новой энергоустановки (Ед.изм.: тысяч долл.США)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Покупка газа	8,137	8,463	8,801	9,153	9,519	9,900	10,296	10,708	11,136	11,582	12,045	12,527	13,028
Годовая ст-сть запчастей	4,896	5,043	5,194	5,350	5,510	5,676	5,846	6,021	6,202	6,388	6,580	6,777	6,980
Зарплата	408	429	450	473	496	521	547	575	603	634	665	699	733
Страховой взнос	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
Ст-сть расход. материалов	281	290	299	307	317	326	336	346	356	367	378	389	401
Прочие расходы	225	232	239	246	253	261	269	277	285	294	303	312	321
Аморт. ст-сть гражд. и строит	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620
Амор ст-сть машин/обор.	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918	15,918
Стоимость выработки (Исключая финансовые затраты)	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч (Исключая проценты)	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.15
Проце	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
Общая стоимость выработки	35,823	36,331	36,858	37,405	37,972	38,468	38,895	39,345	39,818	40,317	40,840	41,390	34,008
Средняя ст-сть выработки	1.30	1.32	1.34	1.36	1.38	1.40	1.41	1.43	1.45	1.46	1.48	1.50	1.23

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Покупка газа	13,549	14,091	14,654	15,241	15,850	16,484	17,144	17,829	18,542	19,284	20,056	20,858	338,875
Годовая ст-сть запчастей	7,190	7,406	7,628	7,857	8,092	8,335	8,585	8,843	9,108	9,381	9,663	9,952	178,503
Зарплата	770	809	849	892	936	983	1,032	1,084	1,138	1,195	1,254	1,317	19,492
Страховой взнос	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	17,000
Ст-сть расход. материалов	413	426	438	452	465	479	493	508	523	539	555	572	10,259
Прочие расходы	331	340	351	361	372	383	395	407	419	431	444	458	8,207
Аморт. ст-сть гражд. и строит	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	0	0	0	0	0	32,391
Амор ст-сть машин/обор.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	198,974
Стоимость выработки (Исключая финансовые затраты)	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч (Исключая проценты)	0.89	0.92	0.95	0.98	1.02	1.05	1.09	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	1.17
Проце	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
Общая стоимость выработки	26,655	27,291	27,957	28,656	29,387	30,153	30,954	30,173	31,051	31,968	32,926	33,928	858,571
Средняя ст-сть выработки	0.97	0.99	1.01	1.04	1.07	1.09	1.12	1.10	1.13	1.16	1.20	1.23	1.25

Таблица 5.5-14 Прогноз Отчета о доходах по новой ПГУ

(Ед.изм.: тысяч долларов США)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выручка	24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200	38,613
Ст-сть выработки без процентов	32,165	32,673	33,200	33,747	34,314	34,902	35,512	36,144	36,801	37,482	38,188	38,921	31,722
Проценты	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,567	3,384	3,201	3,018	2,835	2,652	2,469	2,286
Прибыль до уплаты налогов	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
Совокупный подоходный налог	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль после упл. налог.	-11,142	-10,712	-10,265	-9,801	-9,319	-8,727	-8,024	-7,301	-6,556	-5,791	-5,002	-4,190	4,605
Удерж. прибыль в начале	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831
Нераспред. прибыль	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
Дивиденды	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удерж. прибыль в конце	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641	-96,831	-92,226
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Выручка	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Ст-сть выработки без процентов	24,552	25,371	26,220	27,101	28,015	28,964	29,948	29,350	30,410	31,510	32,652	33,837	803,701
Проценты	2,103	1,920	1,738	1,555	1,372	1,189	1,006	823	640	457	274	91	54,870
Прибыль до уплаты налогов	13,425	14,313	15,227	16,170	17,142	18,144	19,178	21,864	22,964	24,100	25,272	26,481	142,055
Совокупный подоходный налог	0	6,076	5,330	5,660	6,000	6,351	6,712	7,652	8,038	8,435	8,845	9,268	78,366
Прибыль после упл. налог.	13,425	8,237	9,898	10,511	11,142	11,794	12,466	14,212	14,927	15,665	16,427	17,213	63,689
Удерж. прибыль в начале	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	
Нераспред. прибыль	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	14,385	15,665	16,427	17,213	
Дивиденды	0	0	0	0	0	0	0	0	14,385	15,665	16,427	17,213	63,689
Удерж. прибыль в конце	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0	

Таблица 5.5-15 Прогноз отчета о наличности по новой ПГУ

(Ед.изм.: тысяч долларов США)

Уставная НП = -10.53% в год

Год	-3 2004	-2 2005	-1 2006	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017	12 2018
Выручка с выработки				24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200
Приток наличн.				24,681	25,619	26,593	27,603	28,652	29,741	30,871	32,044	33,262	34,526	35,838	37,200
Эксплуатац. затраты				-32,165	-32,673	-33,200	-33,747	-34,314	-34,902	-35,512	-36,144	-36,801	-37,482	-38,188	-38,921
Минус амортизация				17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537	17,537
Налоговые выплаты				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отток наличн. от эксплуатац.				-14,628	-15,136	-15,663	-16,209	-16,776	-17,364	-17,974	-18,607	-19,263	-19,944	-20,651	-21,383
Поток наличн. от эксплуатац.				10,053	10,483	10,930	11,394	11,876	12,377	12,897	13,438	13,999	14,582	15,187	15,816
Строительство	-50,000	-88,000	-88,500												
Поток наличн. от инвестиций	-50,000	-88,000	-88,500												
Основные выплаты (Заем)	42,500	74,800	75,225	0	0	0	0	0	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626
Проценты с кредита	-404	-1,518	-2,943	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,567	-3,384	-3,201	-3,018	-2,835	-2,652	-2,469
Влив. капитала (Дивиденды)	7,904	14,718	16,218	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поток наличн. от финансир.	50,000	88,000	88,500	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-3,658	-13,193	-13,010	-12,827	-12,644	-12,461	-12,278	-12,095
Рост наличных ср-в	0	0	0	6,396	6,825	7,272	7,736	8,218	-816	-113	611	1,355	2,121	2,909	3,721
Наличность в начале	0	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
Наличность в конце	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514	46,235

Год	13 2019	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031	Total
Выручка с выработки	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Приток наличн.	38,613	40,081	41,604	43,185	44,826	46,529	48,297	50,133	52,038	54,015	56,068	58,198	60,410	1,000,626
Эксплуатац. затраты	-31,722	-24,552	-25,371	-26,220	-27,101	-28,015	-28,964	-29,948	-29,350	-30,410	-31,510	-32,652	-33,837	-803,701
Минус амортизация	9,579	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	0	0	0	0	0	231,365
Налоговые выплаты	0	0	-6,076	-5,330	-5,660	-6,000	-6,351	-6,712	-7,652	-8,038	-8,435	-8,845	-9,268	-78,366
Отток наличн. от эксплуатац.	-22,144	-22,933	-29,827	-29,930	-31,141	-32,395	-33,695	-35,041	-37,003	-38,448	-39,945	-41,497	-43,105	-650,702
Поток наличн. от эксплуатац.	16,470	17,148	11,777	13,255	13,685	14,134	14,602	15,091	15,035	15,567	16,122	16,701	17,304	349,924
Строительство														
Поток наличн. от инвестиций														
Основные выплаты (Заем)	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	-9,626	0
Проценты с кредита	-2,286	-2,103	-1,920	-1,738	-1,555	-1,372	-1,189	-1,006	-823	-640	-457	-274	-91	-59,735
Влив. капитала (Дивиденды)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-14,385	-15,665	-16,427	-17,213	-24,849
Поток наличн. от финансир.	-11,912	-11,730	-11,547	-11,364	-11,181	-10,998	-10,815	-10,632	-10,449	-24,651	-25,748	-26,327	-26,930	-84,584
Рост наличных ср-в	4,557	5,419	230	1,891	2,504	3,136	3,787	4,459	4,585	-9,084	-9,626	-9,626	-9,626	38,840
Наличность в начале	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,719	87,093	92,846	
Наличность в конце	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	81,719	87,093	92,846	99,072	

Таблица 5.5-18 Прогноз балансового отчета по новой ПГУ

(Ед.изм.: тысяч долларов США)

Год	-3 2004	-2 2005	-1 2006	1 2007	2 2008	3 2009	4 2010	5 2011	6 2012	7 2013	8 2014	9 2015	10 2016	11 2017
Наличные	0	0	0	6,396	13,221	20,493	28,229	36,447	35,631	35,519	36,129	37,484	39,605	42,514
Гражд. и строит. работы	7,057	19,589	32,391	30,772	29,152	27,532	25,913	24,293	22,674	21,054	19,435	17,815	16,196	14,576
Машины и оборуд.	43,347	120,333	198,974	183,056	167,138	151,220	135,302	119,384	103,467	87,549	71,631	55,713	39,795	23,877
Всего осн. фондов	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
Кредит	42,500	117,300	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	192,525	182,899	173,273	163,646	154,020	144,394	134,768
Удерж. прибыль (потери)	0	0	0	-11,142	-21,854	-32,119	-41,921	-51,240	-59,967	-67,991	-75,292	-81,848	-87,639	-92,641
Капитал	7,904	22,622	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
Итого Долг и Уставной	50,404	139,922	231,365	220,223	209,511	199,246	189,444	180,125	161,772	144,122	127,195	111,012	95,595	80,967
Год	12 2018	13 2019	14 2020	15 2021	16 2022	17 2023	18 2024	19 2025	20 2026	21 2027	22 2028	23 2029	24 2030	25 2031
Наличные	46,235	50,792	56,211	56,441	58,332	60,836	63,971	67,759	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
Гражд. и строит. работы	12,956	11,337	9,717	8,098	6,478	4,859	3,239	1,620	0	0	0	0	0	0
Машины и оборуд.	7,959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего осн. фондов	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840
Кредит	125,141	115,515	105,889	96,263	86,636	77,010	67,384	57,758	48,131	38,505	28,879	19,253	9,626	0
Удерж. прибыль (потери)	-96,831	-92,226	-78,801	-70,564	-60,666	-50,156	-39,013	-27,220	-14,754	-542	0	0	0	0
Капитал	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840	38,840
Итого Долг и Уставной	67,150	62,129	65,928	64,538	64,810	65,694	67,210	69,378	72,218	76,803	67,719	58,093	48,466	38,840

Подготовлена базовая Таблица 5.5-17 для показа стоимости выработки на существующих энергоблоках ДП «ТашТЭС», если предположить, что

- (i) существующие энергоблоки будут эксплуатироваться 25 лет
- (ii) заработная плата вырастет на 5% в год
- (iii) другие операционные и эксплуатационные затраты, включая прочие расходы вырастут а 3% в год
- (iv) будет использоваться только газ в виде топлива без применения мазута в целях сравнения на том же уровне. Та же цена топлива применяется для прогноза стоимости выработки новой энергоустановки.

Прогноз средней стоимости выработки существующих энергоблоков на 25 лет - 0.94 центов США/кВтч ниже, чем средняя стоимость выработки новой энергоустановки 1,17 центов/кВтч. Предполагается, что стоимость существующих энергоблоков будет меньше, чем 60% новой установки первые 10 лет до 2016г. Причина в том, что данная стоимость не включает в себя амортизационные отчисления и проценты, хотя требуются большие затраты на топливо. Не реально, чтобы существующие блоки проработали до 2031г. Будут необходимы большие затраты на техобслуживание и вероятно текущая стоимость выработки будет выше, чем прогнозируемая. Прогноз в Таблице 5.5-17 показывает, что существующие блоки представляют собой значительную ценность.

Существующие блоки являются важными генерирующими основными фондами. Необходимо поддерживать их в хорошем работоспособном состоянии.

Таблицы 5.5-18 - 5.5-21 показывают прогнозы финансовых отчетов в узбекских сумах при прогнозе, что сум девальвирует по отношению к доллару США на 10% в год, а также на те же 10% по сравнению с японскими йенами, которые являются валютой исчисления кредита. Прогноз выполнен для ситуации при годовом росте тарифа 4,25% для генерирования отдачи капитала 5,03% годовых. Другие предположительные значения те же для ситуации, указанного в 5.5.4 (1).

Таблица 5.5-18 прогноз стоимости выработки в сумах

Таблица 5.5-19 прогноз отчета о доходах в сумах

Таблица 5.5-20 прогноз отчета о потоке наличности в сумах

Таблица 5.5-21 прогноз балансового отчета в сумах

Девальвация сума ведет к потере из-за колебаний обмена, что отразится на финансовом отчете проекта в сумах. Стоимость выработки в первые годы будет выше, чем в долларах вследствие больших объемов при обмене. Прогноз выполнен для ситуации, когда проект показывает 5% в год возврат уставного капитала в долларах и в

сумах – 14,5% в год, однако, отчет о доходах показывает, что потеря будет проявляться до 12 лет – 2018 года.

Таблица 5.5-17 Прогноз стоимости выработки на существующих энергоблоках и отличие от ПГУ

(Ед.изм.:тысяч долл.США)

Год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Стоим. топлива	50,452	52,470	54,569	56,752	59,022	61,383	63,838	66,392	69,048	71,809	74,682	77,669	80,776
Расх. материалы	1,074	1,106	1,140	1,174	1,209	1,245	1,283	1,321	1,361	1,402	1,444	1,487	1,532
Техобслуживание	1,081	1,113	1,147	1,181	1,217	1,253	1,291	1,329	1,369	1,410	1,453	1,496	1,541
Зарплата персонала	1,756	1,844	1,936	2,033	2,135	2,241	2,353	2,471	2,595	2,724	2,861	3,004	3,154
Страх. взнос	622	641	660	680	700	721	743	765	788	812	836	861	887
Прочие затраты	991	1,021	1,052	1,083	1,116	1,149	1,184	1,219	1,256	1,293	1,332	1,372	1,413
Амортизация	424	437	450	463	477	491	506	521	537	553	570	587	604
Всего	56,401	58,633	60,953	63,366	65,875	68,485	71,198	74,019	76,953	80,004	83,177	86,476	89,907
Ср. стоим. выработки	0.56	0.59	0.61	0.63	0.66	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.90
Баланс	1.17	1.19	1.21	1.22	1.25	1.27	1.29	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.15
	0.60	0.60	0.60	0.59	0.59	0.58	0.58	0.57	0.57	0.56	0.55	0.55	0.25

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total
Стоим. топлива	84,007	87,367	90,862	94,496	98,276	102,207	106,296	110,547	114,969	119,568	124,351	129,325	2,101,136
Расх. материалы	1,577	1,625	1,674	1,724	1,775	1,829	1,884	1,940	1,998	2,058	2,120	2,184	39,164
Техобслуживание	1,587	1,635	1,684	1,735	1,787	1,840	1,895	1,952	2,011	2,071	2,133	2,197	39,411
Зарплата персонала	3,312	3,477	3,651	3,834	4,025	4,226	4,438	4,660	4,893	5,137	5,394	5,664	83,817
Страх. взнос	913	941	969	998	1,028	1,059	1,091	1,123	1,157	1,192	1,227	1,264	22,676
Прочие затраты	1,456	1,500	1,545	1,591	1,639	1,688	1,738	1,791	1,844	1,900	1,957	2,015	36,144
Амортизация	623	641	660	680	701	722	743	766	789	812	837	862	15,457
Всего	93,475	97,186	101,045	105,057	109,231	113,571	118,085	122,779	127,661	132,738	138,019	143,511	2,337,805
Ср. стоим. выработки	0.93	0.97	1.01	1.05	1.09	1.14	1.18	1.23	1.28	1.33	1.38	1.44	0.94
	0.89	0.92	0.95	0.98	1.02	1.05	1.09	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	1.17
	-0.04	-0.05	-0.06	-0.07	-0.08	-0.08	-0.09	-0.16	-0.17	-0.18	-0.20	-0.21	0.23

Таблица 5.5-18 Прогноз стоимости выработки новой ПГУ

(Ед. изм.:млн. сум)

(предположительная девальвация валюты 10% в год)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Обменный курс													
Девальвация в год 10.0%	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797	4,177	4,595
Закупка газа	11,913	13,629	15,592	17,837	20,405	23,344	26,705	30,551	34,950	39,983	45,740	52,327	59,862
Зарплата	7,168	8,122	9,202	10,426	11,812	13,383	15,163	17,180	19,465	22,054	24,987	28,310	32,075
Страховой взнос	598	691	798	921	1,064	1,229	1,420	1,640	1,894	2,187	2,526	2,918	3,370
Ст-сть расходных материалов	996	1,095	1,205	1,325	1,458	1,603	1,764	1,940	2,134	2,348	2,582	2,841	3,125
Прочие расходы	412	467	529	599	679	769	871	987	1,119	1,267	1,436	1,627	1,843
Амортиз. ст-сть гражд. и строит.	330	373	423	479	543	615	697	790	895	1,014	1,149	1,302	1,475
Амортиз. ст-сть машин и оборуд.	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998
Ст-сть выработки	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640	19,640
(исключая ст-сть финансирования)	43,056	46,015	49,386	53,226	57,600	62,582	68,259	74,726	82,095	90,491	100,059	110,962	113,568
Ср. ст-сть выработки сум/кВтч	15.63	16.70	17.93	19.32	20.91	22.72	24.78	27.12	29.80	32.85	36.32	40.28	41.22
(без процентов) цент/кВтч	1.07	1.04	1.01	0.99	0.98	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.90
Проценты	5,356	5,891	6,480	7,128	7,841	8,410	8,776	9,132	9,471	9,787	10,071	10,314	10,505
Потери при обмене	25,625	28,188	31,006	34,107	37,518	41,269	43,127	44,942	46,690	48,338	49,849	51,178	52,275
Общая ст-сть выработки	74,036	80,094	86,873	94,461	102,959	112,262	120,162	128,801	138,256	148,616	159,979	172,455	176,348
Ср. ст-сть выработки сум/кВтч	26.87	29.07	31.53	34.29	37.37	40.75	43.62	46.75	50.18	53.94	58.07	62.60	64.01
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч	1.84	1.81	1.78	1.76	1.74	1.73	1.68	1.64	1.60	1.56	1.53	1.50	1.39

	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
Обменный курс													
Девальвация в год 10.0%	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
	5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421	
Закупка газа	68,482	78,343	89,825	102,531	117,295	134,186	153,508	175,614	200,902	229,832	262,928	300,789	2,308,872
Зарплата	38,341	41,174	46,651	52,855	59,885	67,850	76,874	87,098	98,682	111,806	128,677	143,525	1,168,762
Страховой взнос	3,893	4,496	5,193	5,998	6,927	8,001	9,241	10,674	12,328	14,239	16,448	18,995	137,684
Ст-сть расходных материалов	3,437	3,781	4,159	4,575	5,032	5,535	6,089	6,698	7,368	8,104	8,915	9,806	97,913
Прочие расходы	2,089	2,366	2,681	3,038	3,442	3,899	4,418	5,006	5,671	6,426	7,280	8,249	67,170
Амортиз. ст-сть гражд. и строит.	1,671	1,893	2,145	2,430	2,753	3,120	3,534	4,004	4,537	5,141	5,824	6,599	53,736
Амортиз. ст-сть машин и оборуд.	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998	39,966
Ст-сть выработки	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	245,506
(исключая ст-сть финансирования)	117,910	134,052	152,451	173,424	197,333	224,589	255,663	289,093	329,488	375,548	428,069	487,963	4,117,610
Ср. ст-сть выработки сум/кВтч	42.80	48.86	55.34	62.95	71.63	81.52	92.80	104.93	119.80	136.31	155.38	177.12	59.78
(без процентов) цент/кВтч	0.85	0.88	0.90	0.94	0.97	1.00	1.04	1.07	1.10	1.14	1.19	1.23	
Проценты	10,831	10,677	10,627	10,459	10,151	9,677	9,008	8,107	6,936	5,450	3,597	1,319	205,801
Потери при обмене	53,079	53,521	53,521	52,986	51,808	49,866	47,016	43,098	37,926	31,289	22,945	12,820	1,043,788
Общая ст-сть выработки	181,620	198,251	216,599	236,869	259,293	284,132	311,687	340,298	374,350	412,286	454,612	501,901	5,367,199
Ср. ст-сть выработки сум/кВтч	65.92	71.96	78.82	85.98	94.12	103.13	113.13	123.52	135.88	149.65	165.01	182.18	77.93
Ср. ст-сть выработки цент/кВтч	1.30	1.29	1.29	1.28	1.27	1.27	1.26	1.25	1.25	1.26	1.26	1.26	

Таблица 5.5-19 Прогноз отчета о доходах по ПГУ

(Ед. изм.:млн.сум)

(предположительная девальвация 10% сум в год)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Обменный курс	Год													
Девальвация в год	10.0%	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797	4,177	4,595
Доход		36,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592	165,810	190,143
Ст-сть выработки без Пр и Обм.		43,056	46,015	49,386	53,226	57,600	62,582	68,259	74,726	82,095	90,491	100,059	110,962	113,568
Проценты		5,356	5,891	6,480	7,128	7,841	8,410	8,776	9,132	9,471	9,787	10,071	10,314	10,505
Потери при обмене		25,625	28,188	31,006	34,107	37,518	41,269	43,127	44,942	46,690	48,338	49,849	51,178	52,275
Прибыль до упл. налогов		-37,269	-37,932	-38,523	-39,016	-39,377	-39,350	-36,550	-32,919	-28,304	-22,528	-15,387	-6,644	13,795
Совокупный подоход. налог		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прибыль после пл. налогов		-37,269	-37,932	-38,523	-39,016	-39,377	-39,350	-36,550	-32,919	-28,304	-22,528	-15,387	-6,644	13,795
Удерж прибыль в начале		-18,868	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669
Нераспред прибыль		-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669	-378,874
Дивиденды		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024	-392,669	-378,874

	Год	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
	10.0%	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Обменный курс														
Девальвация в год		5,054	5,580	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421	
Доход		218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077	747,770	857,505	983,344	7,433,611
Ст-сть выработки без Пр и Обм.		117,910	134,052	152,451	173,424	197,333	224,589	255,663	289,093	329,488	375,548	428,069	487,963	4,117,610
Проценты		10,631	10,677	10,627	10,459	10,151	9,677	9,008	8,107	6,936	5,450	3,597	1,319	205,801
Потери при обмене		53,079	53,521	53,521	52,986	51,808	49,866	47,016	43,098	37,926	31,289	22,945	12,620	1,043,788
Прибыль до упл. налогов		36,426	51,794	70,140	91,949	117,779	148,275	184,176	228,333	277,727	335,483	402,893	481,442	2,066,412
Совокупный подоход. налог		0	20,109	24,549	32,182	41,223	51,896	64,462	79,916	97,205	117,419	141,013	168,505	838,478
Прибыль после пл. налогов		36,426	31,685	45,591	59,767	76,557	96,379	119,715	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	1,227,933
Удерж прибыль в начале		-378,874	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0
Нераспред прибыль		-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	87,244	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	1,209,065
Дивиденды		0	0	0	0	0	0	87,244	148,416	180,523	218,064	261,880	312,937	0
		-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 5.5-20 Прогноз отчета о потоке наличности по новой ПГУ

(Ед. изм.: млн. сум)

(предположены 10% девальвации сума в год) ROE/DCF = 14,59% в год

Год		-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обменный курс		-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Деervalвация в год	10.0%	2,004	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017
		1,100	1,210	1,331	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797
Доход с выработки					38,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592
Приток наличн.					38,767	42,162	48,350	55,445	63,581	72,912	83,612	95,882	109,953	126,088	144,592
Эксплуатац. затраты															
Минус амортизация					-43,056	-46,015	-49,388	-53,226	-57,800	-62,582	-68,259	-74,726	-82,095	-90,491	-100,059
Оплата налога					21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639	21,639
Отток наличн. от эксплуатац.					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					-21,417	-24,376	-27,748	-31,587	-35,961	-40,944	-46,620	-53,007	-60,456	-68,852	-78,420
Поток наличн. от эксплуатац.					15,350	17,786	20,602	23,858	27,620	31,968	36,992	42,794	49,496	57,236	66,171
Строительство															
Поток наличн. от инвестиций		-55,000	-106,480	-117,794											
		-55,000	-106,480	-117,794											
Осн. оплата (Заем)		46,750	90,508	100,124	0	0	0	0	0	-22,698	-24,968	-27,465	-30,211	-33,232	-36,556
Проценты с кредита		-444	-1,837	-3,918	-5,356	-5,891	-6,480	-7,128	-7,841	-8,410	-8,778	-9,132	-9,471	-9,787	-10,071
Влив. капитала (Дивиденды)		8,694	17,809	21,587	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поток наличн. от финансир.		55,000	106,480	117,794	-5,356	-5,891	-6,480	-7,128	-7,841	-8,410	-8,778	-9,132	-9,471	-9,787	-10,071
Рост наличных ср-в		0	0	0	9,994	11,895	14,122	16,729	19,779	860	3,247	6,198	9,814	14,216	19,544
Наличные в начале		0	0	0	9,994	21,889	36,011	52,740	72,519	73,380	76,627	82,825	92,639	106,855	126,399
		0	0	0	9,994	21,889	36,011	52,740	72,519	73,380	76,627	82,825	92,639	106,855	126,399

Год		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	Total
Обменный курс		2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	
Деervalвация в год	10.0%	4,177	4,595	5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421	
Доход с выработки		165,810	190,143	218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077	747,770	857,505	983,344	7,433,611
Приток наличн.		165,810	190,143	218,046	250,045	286,739	328,818	377,072	432,407	495,863	568,631	652,077	747,770	857,505	983,344	7,433,611
Эксплуатац. затраты																
Минус амортизация																
Оплата налога																
Отток наличн. от эксплуатац.																
Поток наличн. от эксплуатац.																
Строительство																
Поток наличн. от инвестиций																
Осн. оплата (Заем)																
Проценты с кредита																
Влив. капитала (Дивиденды)																
Поток наличн. от финансир.																
Рост наличных ср-в																
Наличные в начале																

Таблица 5.5-21 Прогноз балансового отчета новой энергоустановки

(Ед.изм: млн. сум)

(10% в год предполагаемая девальвация валюты)

	Год	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обменный курс		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Девальвация в год	10.0%	1,100	1,210	1,331	1,464	1,611	1,772	1,949	2,144	2,358	2,594	2,853	3,138	3,452	3,797
Наличность		0	0	0	9,994	21,889	36,011	52,740	72,519	73,380	76,627	82,825	92,639	106,855	126,399
Гражд. и строит. работы		7,762	22,927	39,966	37,968	35,969	33,971	31,973	29,975	27,976	25,978	23,980	21,981	19,983	17,985
Машины и оборудование		47,682	140,834	245,506	225,866	206,225	186,585	166,944	147,304	127,663	108,023	88,382	68,742	49,101	29,461
Всего фондов		55,444	163,761	285,472	273,828	264,084	256,566	251,657	249,797	229,019	210,628	195,186	183,362	175,939	173,845
Кредит		46,750	141,933	256,251	281,876	310,063	341,070	375,177	412,694	431,266	449,424	466,902	483,381	498,486	511,779
Удерж. прибыль (потери)		0	-4,675	-18,868	-56,138	-94,070	-132,593	-171,609	-210,987	-250,336	-286,886	-319,805	-348,109	-370,637	-386,024
Капитал		8,694	26,503	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090
		55,444	163,761	285,472	273,828	264,084	256,566	251,657	249,797	229,019	210,628	195,186	183,362	175,939	173,845

	Год	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Обменный курс		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Девальвация в год	10.0%	4,177	4,595	5,054	5,560	6,116	6,727	7,400	8,140	8,954	9,850	10,835	11,918	13,110	14,421
Наличность		152,360	186,016	228,864	262,547	304,784	354,774	413,901	483,783	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090
Гражд. и строит. работы		15,986	13,988	11,990	9,992	7,993	5,995	3,997	1,998	0	0	0	0	0	0
Машины и оборудование		9,820	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего фондов		178,167	200,004	240,853	272,538	312,777	360,769	417,897	485,781	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090
Кредит		522,746	530,788	535,212	535,212	529,859	518,085	498,657	470,162	430,982	379,264	312,893	229,455	126,200	0
Удерж. прибыль (потери)		-392,669	-378,874	-342,448	-310,763	-265,172	-205,405	-128,849	-32,470	0	0	0	0	0	0
Капитал		48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090	48,090
		178,167	200,004	240,853	272,538	312,777	360,769	417,897	485,781	479,071	427,354	360,982	277,544	174,290	48,090

5.5.5 Вопросы и Предложения Финансово-экономического анализа

(1) Рост тарифа

Финансовый анализ в главе 5.5.2 и прогноз финансовых отчетов в главе 5.5.4 показывают, что текущий тариф на электроэнергию не обеспечит достаточной выручки для проекта. Электроэнергия является важной инфраструктурой для людей и промышленности. Рост тарифа окажет большое влияние на жизнь людей и промышленность, поэтому лучше повышать тарифы через разумные промежутки времени.

С другой стороны, существующие блоки могут давать финансовую прибыль. Однако все установки недолговечны и когда-то приходят в негодность. По этой причине, инвестиции в новый проект необходимы, а финансовые аспекты нового проекта, в основном, будут те же.

Таблицы финансового прогноза 5.5-18 по 5.5-21 в сумах при 4,25% росте тарифа в год показывают что проект, в первые годы будет иметь потери, хотя поток наличности – положительный в течение всего эксплуатационного периода. В данном случае рентабельность капитала (ROE/DCF) была 14,56 % в год в сумах с учетом эквивалента 4,18% в год в долларах США потому что предполагается что Сум будет девальвироваться 10% в год против доллара США. Данный случай может быть одним из минимальных уровней оправдания рационального финансового положения, хотя длительные исследования и анализ необходимы для случая, включающего многие предположения, чтобы отразить дальнейшее развитие и движение. Финансовый прогноз был сделан только для нового энергоблока, а всей системы ГЭК «Узбекэнерго» необходимо подготовить финансовый прогноз и изучение по росту тарифов.

(2) Техническое обслуживание существующих энергоблоков

Считается, что существующие энергоблоки вносят финансовый взнос. Поскольку энергоблоки делают финансовый взнос, их техническое обслуживание должно быть таким, чтобы блоки могли работать. Для того, чтобы существующие блоки работали хорошо, можно увеличить затраты на техобслуживание.

Таблица 5.5-17 показывает, что разница стоимости выработки между новой энергоустановкой и существующими блоками будет более 0.5 американских

центов/кВтч. Если выработка одного существующего блока 800 ГВт/ч в год, разница равна 4 миллионам долларов США, что эквивалентно 4 миллиардам сум в год. Эксплуатационный план существующих блоков следует изучить с целью продления срока действия.

В этой связи, можно было бы подготовить план демонтажа 2-х энергоблоков из 12 существующих. Данный план следует еще раз тщательно изучить, поскольку:

- (а) трудно определить какой из энергоблоков выйдет из строя;
- (б) лучше продолжать эксплуатировать существующие блоки до тех пор, пока не станут не работоспособными или пока стоимость выработки, включая техобслуживание не станет выше, чем маржа, когда стоимость выработки становится выше, значение выработки и,
- (с) не эксплуатируемые блоки могут служить резервными и функционировать по необходимости, в тех случаях, когда произойдет какая-то авария в каком-либо блоке ДП «ТашТЭС» или других установках Узбекистана.

(3) Обеспечение топливом

Доля газа в используемом зимой топливе ниже. Это соотношение было 28.2% в декабре 2002, в частности, было получено 91,000,000м³. Новая ПГУ будет расходовать 50 000 000 м³ в месяц при полной эксплуатации. Если новая ПГУ находится в работе, расход газа используемых существующих блоков можно уменьшить зимой и часть газа можно сжигать на новой энергоустановке.

Необходимо изучить минимальные требования безопасности газа и стабильной работы существующих блоков, а также какой объем газа будет поставляться и необходим ДП «ТашТЭС».

(4) Будущее расширение

Энергоустановка комбинированного цикла (паро-газовая) превосходит по расходу газа. Однако, эксплуатация с использованием мазута также приемлема. Тем не менее, необходимо изучить производство топлива и план поставки в Узбекистан наилучшей смеси газа и нефтепродукта. Существует связь между эксплуатацией водохранилищ в Узбекистане и соседними странами.

Если результаты исследования покажут, что ПГУ может сжигать как газ, та и нефтепродукт, традиционная установка котла паровой турбины, оснащенная

оборудованием обессеривания дымового газа возможно будет более приемлема. Если газ есть поставляется весь год для эксплуатации установки сжигания газа, выбор газовой турбины комбинированного цикла даст преимущества в виде производства большего количества электроэнергии при меньшем потреблении газа.

(5) Техническое обслуживание газовой турбины смешанного цикла

Техобслуживание газовой турбины смешанного цикла требует траты больших средств для покупки импортных запасных частей. Ситуация сильно отличается от той, в которой действуют существующие блоки, когда техническое обслуживание выполняется силами ДП «ТашТЭС» или ГЭК «Узбекэнерго», без покупки многих запчастей со стороны.

Более низкий расход топлива дает преимущества при работе установки. Чтобы установка работала регулярно, необходимо поставить запасные части. Следует разработать слаженную систему поставки запасных частей и организовать инвентаризацию их.