



**Институт оценки собственности  
и финансовой деятельности**

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор Московского филиала  
ООО "Институт оценки собственности  
и финансовой деятельности"  
\_\_\_\_\_/Сикорский О.Е./  
М.П. «        » \_\_\_\_\_ 2006года

**КРАТКАЯ ВЕРСИЯ  
ОТЧЕТА**

**№ 311/10-05 (TGC-6) - 06**  
**ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ**  
**100% АКЦИЙ**  
**ОАО «ПЕНЗЕНСКАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ»**



**По состоянию на: 01 апреля 2005г.**  
**Дата составления отчета: 21 марта 2006г.**

**Заказчик: ОАО «Альфа –банк»**  
**Оценщик: Московский филиал ООО "Институт оценки  
собственности и финансовой деятельности"**

**Москва 2006 г.**



**Председателю Правления  
ОАО «Альфа-Банк»  
Хвезюку Р.Ф.**

**Уважаемый Рушан Федорович!**

В соответствии с условиями Договора возмездного оказания услуг по оценке от 11.08.2005 года, Московский Филиал ООО «Институт оценки собственности и финансовой деятельности» произвело оценку рыночной стоимости пакета акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» в количестве 174 720 000 штук именных акций, составляющих 100% уставного капитала ОАО «Пензенская генерирующая компания».

Оценка произведена по состоянию на 01 апреля 2005 г. Результаты настоящей оценки будут использованы для обеспечения справедливых рыночных условий обмена акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» на дополнительные акции ОАО «ТГК-6», размещаемые посредством подписки, и справедливых рыночных условий конвертации акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» в акции ОАО «ТГК-6» при присоединении.

Проведенный анализ позволяет сделать следующий вывод:

Рыночная стоимость 100% акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

**От 1 973 000 000 до 2 182 783 000 рублей**

(От одного миллиарда девятисот семидесяти трех миллионов до двух миллиардов сто восьмидесяти двух миллионов семисот восьмидесяти трех тысяч) рублей

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Пензенская Генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки находится в диапазоне:

**от 11,29 до 13,23 рубля**

Рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции ОАО «Пензенская Генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки находится в диапазоне:

**8,37 до 12,49 рубля**

В процессе оценки мы использовали различные методы и подходы, наиболее подходящие для данного случая. Настоящая оценка была проведена в соответствии с законом РФ «Об оценочной деятельности в РФ», «Стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации № 519 от 6 июля 2001 г., Методологией и Руководством по оценке бизнеса и (или) активов РАО «ЕЭС России» и его ДЗО, разработанных компанией «Делойт и Туш». Методика расчетов и заключений, источники информации, а также все основные предположения, расчеты и выводы содержатся в прилагаемом отчете об оценке.

Обращаем Ваше внимание на то, что это письмо не является отчетом по оценке, а только предваряет отчет, приведенный далее.

С уважением, \_\_\_\_\_

**Директор**

**Московский филиал ООО «Институт оценки собственности и финансовой деятельности»**

**Сикорский О.Е.**

**М.П.**





## СОДЕРЖАНИЕ

<b>3. ОБЩИЙ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ .....</b>	<b>5</b>
3.1.    Обзор существующей ситуации .....	5
1.2.    Прогноз макроэкономических показателей .....	6
<b>4. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....</b>	<b>7</b>
4.1.    Структура отрасли.....	7
4.2.    Обзор отрасли.....	7
<b>6. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ .....</b>	<b>9</b>
6.1.    Общие сведения о компании.....	9
6.2.    Структура акционерного капитала Общества .....	9
6.3.    Основная деятельность Общества .....	9
ОАО «Пензенская теплосетевая компания».....	15
<b>7. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....</b>	<b>16</b>
7.2.    Анализ отчета о финансовых результатах .....	17
7.4.    Оценка деловой активности.....	17
7.6.    Основные выводы .....	17
<b>5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>18</b>
5.3.    Выбор длительности прогнозного периода .....	18
8.7.    Анализ и прогнозирование доходов.....	19
8.8.    Анализ и прогнозирование расходов .....	21
8.9.    Расходы на топливо .....	21
8.10.   Прогноз капитальных вложений и расходов на ремонты .....	22
8.11.   Расходы на персонал .....	24
8.12.   Прогноз собственного оборотного капитала.....	27
8.13.   Расчет ставки дисконтирования .....	27
8.15.   Денежный поток в постпрогнозном периоде .....	32
8.16.   Особенности учета капитальных вложений в постпрогнозном периоде .....	32
8.17.   Расчет рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода .....	32
8.18.   Заключение о стоимости .....	33
<b>9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>34</b>
<b>10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ .....</b>	<b>37</b>
10.2.1.  Общая часть к расчету рыночной стоимости основных фондов и незавершенного строительства .....	37
10.2.2.  Оценка специализированных объектов, относящихся к блокам функционально-технологической схемы станций, входящих в состав ОАО «Пензенская генерирующая компания»	
ОАО «Пензенская теплосетевая компания» .....	41
10.3.4.  Определение накопленного износа .....	49
10.3.5.  Определение рыночной стоимости .....	49
10.4.    Расчет рыночной стоимости непрофильных активов .....	53
10.4.1.  Автотранспорт.....	53
10.4.2.  Оргтехника, компьютеры и инвентарь .....	53
10.5.    Расчет рыночной стоимости земельных участков.....	53
10.6.    Расчет рыночной стоимости незавершенного строительства .....	58
10.7.    Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов.....	58





10.8.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗАПАСОВ .....	58
10.9.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НДС.....	58
10.10.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ .....	58
10.11.	РАСЧЕТ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ.....	59
10.12.	РАСЧЕТ КРАТКОСРОЧНЫХ ФИНАНСОВЫХ ВЛОЖЕНИЙ .....	59
10.13.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ.....	59
10.14.	ИТОГИ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА .....	60
<b>11.</b>	<b>ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ.....</b>	<b>61</b>
11.1.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ .....	61
11.2.	РАСЧЕТ СТОИМОСТИ 100% АКЦИИ .....	62
11.3.	РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОДНОЙ АКЦИИ .....	62
<b>12.</b>	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ.....</b>	<b>64</b>





### 3. ОБЩИЙ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

#### 3.1. Обзор существующей ситуации

Таблица 1. Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2003-2005 гг.

Показатели	2004 год		2005 год		Справочно март
	апрель	январь-апрель	апрель	январь-апрель	
<b>Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года</b>					
ВВП <sup>1)</sup>	107,4	107,3	106,1	105,3	105,9
Индекс промышленного производства <sup>2)</sup>	105,4	106,9	105,0	104,2	104,0
Инвестиции в основной капитал	111,6	112,7	111,0	109,8	110,8
<b>Инфляция, прирост в % (на конец периода)</b>					
Потребительские цены	1,0	4,6	1,1	6,5	1,3
Цены производителей промышленных товаров	2,1	11,2	2,5	6,9	2,5
<b>Финансы населения</b>					
Номинальная начисленная среднемесячная зарплата, в руб.	6448	6233	8133 <sup>3)</sup>	7762 <sup>3)</sup>	8093
Реальная зарплата, в % к соответствующему периоду предыдущего года	113,9	114,7	109,6 <sup>3)</sup>	108,7 <sup>3)</sup>	109,7
Реальные располагаемые денежные доходы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	107,9	110,9	112,8	105,6	111,9
<b>Федеральный бюджет, в % к ВВП</b>					
Доходы	21,4	20,0	25,0	27,3	28,7
Дефицит(-), профицит(+)	2,7	3,5	6,0	10,6	14,2
Первичный дефицит(-), профицит(+)	2,9	5,2	6,2	12,0	16,0
<b>Деньги и кредит</b>					
Денежная масса (M2) (изменение за период), в %	+1,8	+8,4	+4,4 <sup>1)</sup>	+7,0 <sup>1)</sup>	+3,8
Обменный курс, в руб. за 1 долл. США (средний за период)	28,68	28,66	27,82	27,84	27,62
Индекс реального курса рубля к доллару США, в % <sup>1)</sup>	100,2	105,3	99,7	104,5	101,9
<b>Внешнеэкономическая деятельность, в млрд.долл.США</b>					
Экспорт товаров <sup>4)</sup>	14,7	52,0	20,0 <sup>1)</sup>	72,6 <sup>1)</sup>	20,3
Импорт товаров <sup>4)</sup>	7,6	27,3	9,6 <sup>1)</sup>	34,0 <sup>1)</sup>	9,7
Золотовалютные резервы (изменение за период)	-0,734	+5,726	+6,874	+19,714	+3,228
<sup>1)</sup> Оценка Минэкономразвития России <sup>2)</sup> Агрегированный индекс производства по видам деятельности "добыча полезных ископаемых", "обрабатывающие производства", "производство и распределение электроэнергии, газа и воды" <sup>3)</sup> Предварительные данные <sup>4)</sup> По методологии платежного баланса					

Источник: Минэкономразвития России





## 1.2. Прогноз макроэкономических показателей

Прогноз основных макроэкономических показателей произведен на основе данных «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2006 год и основных параметров прогноза до 2008 года», далее на основе Доклада подготовленного группой консультантов под руководством компании Nera Economic Consulting с участием специалистов Топливо-Энергетического Независимого Института (ТЭНИ) и Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН). В данном докладе прогнозируются следующие величины уровня инфляции и валютного курса:

Таблица 2 Прогноз макроэкономических показателей

Наименование показателя	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Инфляция в США (годовая)	2,6%	3,60%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Индекс инфляции в США (база = 2003)	1,026	1,070	1,096	1,124	1,152	1,181	1,210	1,241	1,272	1,303	1,336	1,369	1,404	1,439	1,475	1,511	1,549
Инфляция в России (годовая)	11,7%	10,50%	7,75%	6,75%	4,75%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Индекс инфляции в России (база = 2003)	1,117	1,234	1,330	1,420	1,487	1,554	1,624	1,697	1,773	1,853	1,937	2,024	2,115	2,210	2,309	2,413	2,522
Номинальный обменный курс руб./US\$	28,80	28,30	29,08	29,73	29,85	30,43	31,03	31,63	32,25	32,88	33,52	34,17	34,84	35,52	36,21	36,92	37,64
Реальный обменный курс руб./US\$	26,45	24,53	23,97	23,53	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12	23,12

*Источник данных: 2005- 2008: МЭРТ, «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2006 год и основные параметры прогноза до 2008 года», 24-08-2005; далее - NERA*





## 4. ОБЗОР ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

### 4.1. Структура отрасли

В настоящее время все компании, составляющие российскую отрасль электроэнергетики, можно разделить на четыре сегмента:

1. Компании, контролируемые холдингом РАО «ЕЭС России». (к которым относится объект оценки).
2. Независимые энергокомпании.
3. Атомные электростанции.
4. Субъекты малой генерации.

Компании, контролируемые РАО «ЕЭС России» (РАО ЕЭС), осуществляют генерацию, транспортировку, диспетчеризацию и сбыт электро- и теплоэнергии. РАО ЕЭС контролирует 71 АО-энерго, 16 обособленных гидроэлектростанций и 21 теплоэлектростанцию на территории РФ.

В 2004 г. Единая энергетическая система работала устойчиво с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ. ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" обеспечило надежное оперативно-технологическое (диспетчерское) управление Единой энергосистемой.

Потребление электроэнергии по энергосистемам Российской Федерации за прошедший год выросло на 2,3% и составило 908,9 млрд. кВт.ч.

Производство электроэнергии по ЕЭС России в отчетном периоде составило 914,9 млрд.кВтч - 101,6% к 2003 г., в том числе:

Тепловыми электростанциями	552,7 млрд.кВтч	- 99,8%
Гидроэлектростанциями	176,6 млрд.кВтч	- 112,6%
Атомными электростанциями	143,0 млрд.кВтч	- 96,2%
Блокстанциями	42,6 млрд.кВтч	- 103,9%

### 4.2. Обзор отрасли.

Россия обладает мощной энергетической системой, созданной главным образом во времена бывшего СССР.

Электроэнергетическая отрасль России занимает 4 место в мире по установленной мощности после США, Китая и Японии и является одной из базовых отраслей экономики страны. На сегодняшний день доля электроэнергетики в ВВП России составляет более 11%, что говорит о высокой электроемкости промышленности.

В настоящее время в России функционируют более 70 тепловых и гидроэлектростанций и 10 атомных электростанций. Общая протяженность линий электропередач составляет 2665 тыс. км, в т.ч. напряжением более 35 кВ – 645 тыс. км.

Основу российской электроэнергетики составляет РАО «ЕЭС России», которое вырабатывает около 70% электрической и 32% тепловой энергии в РФ. Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России" было





создано 31 декабря 1992 года в результате приватизации отдельных объектов, используемых для выработки, передачи и распределения электроэнергии, до этого находившихся под контролем Министерства топлива и энергетики Российской Федерации. В уставный капитал были переданы крупные тепловые электростанции мощностью 1000 МВт и выше, гидравлические электростанции мощностью 500 МВт и выше, магистральные высоковольтные линии электропередачи, формирующие Единую энергосистему РФ, **центральное** диспетчерское управление, научно-исследовательские и проектные организации, часть акций региональных энергосистем. Атомные электростанции не были переданы РАО «ЕЭС РОССИИ». В настоящее время РАО «ЕЭС России» представляет собой финансово-производственный холдинг, который включает в себя семь следующих объединенных энергосистем (ОЭС):

- северо-западная;
- центральная;
- средневолжская;
- северокавказская;
- уральская;
- сибирская;
- дальневосточная.





## 6. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

### 6.1. Общие сведения о компании

#### Официальные сведения о компании

**Полное наименование:** Открытое Акционерное Общество "Пензенская генерирующая компания».

**Сокращенное наименование:** ОАО «Пензенская генерирующая компания».

**Место нахождения:** 440022, г. Пенза, Россия, ул. Новочеркасская, д.1.

**Дата государственной регистрации:** 01.01.2005г.

**Номер свидетельства о государственной регистрации:** 1055803000065

**Идентификационный номер налогоплательщика:** 583403001

### 6.2. Структура акционерного капитала Общества

#### Акции компании

Уставный капитал Общества составляет из номинальной стоимости акций Общества, приобретенных акционерами (размещенных акций). Уставный капитал Общества составляет 786 240 000 (семьсот восемьдесят шесть миллионов двести сорок миллионов) рублей.

Обществом размещены следующие категории именных бездокументарных акций одинаковой номинальной стоимостью 4 (Четыре) рубля 50 копеек каждая: привилегированные акции типа А:

- 32 520 096 (Тридцать два миллиона пятьсот двадцать тысяч девяносто шесть) штук на общую сумму по номинальной стоимости 146 340 432 (Сто сорок шесть миллионов триста сорок тысяч четыреста тридцать два) рубля;

обыкновенные акции:

- 142 199 904 (Сто сорок два миллиона сто девяносто девять тысяч девятьсот четыре) штуки на общую сумму по номинальной стоимости 639 899 568 (Шестьсот тридцать девять миллионов восемьсот девяносто девять тысяч пятьсот шестьдесят восемь) рублей.

Таблица 3. Структура акционерного капитала ОАО "Пензенская генерирующая компания", %

Наименование владельца ценных бумаг	Доля в уставном капитале по состоянию на 01 апреля.2005г., %
ОАО РАО "ЕЭС России"	49,0
Владельцы - юридические лица	5,2
Владельцы - физические лица	12,0
Номинальные держатели	33,8

### 6.3. Основная деятельность Общества

#### Основные показатели мощности 2005 года

Отчет об оценке 100 % акций  
ОАО «Пензенская генерирующая компания»  
Москва, 2006 г.





Электрическая :ТЭЦ-1 -385 МВт, ТЭЦ-3 – 4 МВт (суммарная 389 МВт)

Тепловая : ТЭЦ-1 –1168 Гкал, ТЭЦ-3 –200,5 Гкал.

Коэффициент эффективности использования установленной мощности (2004 год):

- ТЭЦ-1-56,79
- ТЭЦ-3- 15.

Коэффициент полезного использования тепловой мощности:

- ТЭЦ-1 –21%
- ТЭЦ-3 – 10%.

Совокупную мощность , обеспечивает генерирующее оборудование, состоящее из котлов и турбин.

Таблица 4 Котлы.

№ п/п	Наименование, марка котла	Производительность котла, т/ч	Дата ввода в эксплуатацию
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>			
1	ТП-170	170	1954
2	ТП-170	170	1955
3	ТП-170	170	1958
4	ТП-15	220	1961
5	ТП-15	220	1965
6	ТП-47	220	1965
7	ТГМЕ-464	500	1978
8	ТГМЕ-464	500	1980
<b>Кузнецкая ТЭЦ-3</b>			
9	ТС-20/39	24	1959
10	ТС-20/39	24	1959
11	БГМ-35М	45	1982
12	ТС-35-У	42	1956

Таблица 5 Турбины.

№/п	Наименование, марка турбины	Номинальная мощность, МВт	Дата ввода в эксплуатацию
<b>ТЭЦ-1</b>			
1	ПТ-25-90/13	25	1962
2	ПТ-30-8,8	30	2004
3	ПТ-65/75-90/13	60	1997
4	ПТ-50-90/13	50	1965
5	Т-110/120/130-3	110	1978
6	Т-110/120/130-4	110	1980
<b>ТЭЦ-3</b>			
1	АР-4-35/3	4	1959

**Доля поставки электроэнергии ОАО «Пензенская генерирующая компания» в общем потреблении территории Пензенской области**

Доля поставки эл/энергии ОАО «Пензенская генерирующая компания» в общем потреблении территории Пензенской области приведена в таблице:

Таблица 6. Доля поставки эл/энергии в общем потреблении территории Пензенской области





Период 2005 года	Отпуск эл/энергии Млн.Квт.ч	Общее потребление Млн.Квт.ч	% обеспечения
Январь	216,9	356,57	60,8
Февраль	200,152	337,26	59,3
Март	215,79	358,36	60,2
Апрель	149,47	287,6	51,9
Май	101,46	235,56	43,1

### Основные покупатели электроэнергии

Таблица 7. Динамика полезного отпуска Электроэнергии по ОАО «Пензаэнерго», млн. кВтч

Наименование группы потребителей	2000г	2001г	2002г	2003г	2004г
Промышленность с мощностью выше 750КВА	999,4	1082	1030,6	985,9	742,1
В т.ч. : ППО "Старт"	132,3	133,6	136,3	137,6	138,9
ОАО "Маяк"	27,6	24,4	32,4	40,2	42,2
з-д "Красный гигант"	30,8	31,2	33,7	32,5	31,9
ОАО "Пензтяжпромарматура"	56,8	59,2	39,5	41,3	41,6
Промышленность с мощностью до 750КВА	134,4	141,3	175	160,7	172,7
Электрофицированный ж/д транспорт	329,7	329,1	362,8	431,6	435,5
Электрофицированный городской транспорт	31	30,2	27,8	22,9	22,9
Непромышленные потребители	232,2	254	324,4	363,6	373
Сельскохозяйственные потребители	361,7	210,1	173,8	155,7	138,9
Население всего	336,2	407,6	447,8	483,9	486,5
в т.ч.: городское	40,8	119,8	196,4	202,2	226
сельское	295,2	287,8	251,4	281,7	260,5
Населенные пункты всего	98,7	118,1	134,2	132,5	119,2
в т.ч.: городские	60,4	95,2	114,9	114,2	102,9
сельские	38,3	22,9	19,3	18,3	16,3
Оптовые потребители-перепродавцы	1030,7	731,6	520,8	527,9	592,1
Хозяйственные нужды	20,9	22,2	18,8	17,2	18,4
<b>ВСЕГО</b>	<b>3574,9</b>	<b>3326,2</b>	<b>3216</b>	<b>3281,9</b>	<b>3101,3</b>

### Рынок тепловой энергии

Теплоснабжение потребителей, расположенных в г. Пенза, осуществляет: Пензенская ТЭЦ -1, принадлежащая ОАО «Пензенская генерирующая компания» (далее





ОАО «ПГК»), а также Пензенская ТЭЦ-2 и котельная Арбеково, принадлежащие ОАО «Пензенская теплосетевая компания» (далее ОАО «ПСК»). ОАО «ПСК» является 100% ДЗО ОАО «ПГК», поэтому для упрощения понимания далее под теплоисточниками ОАО «ПГК» подразумеваются теплоисточники ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания». Кузнецкая ТЭЦ-3, принадлежащая ОАО «ПГК», осуществляет теплоснабжение потребителей, расположенных в г. Кузнецк Пензенской области.

### **Рынок тепла г. Пенза**

#### **Структура предложения на рынке и наличие конкуренции**

Теплоснабжение г. Пенза осуществляют: Теплогенерирующие мощности ОАО «ПГК» (в сумме - 62% потребления тепловой энергии городом): Пензенская ТЭЦ-1, находящаяся на балансе ОАО «ПГК» (Северо-западный район города на левом берегу р. Суры); Котельная Арбеково, находящаяся на балансе ОАО «ПСК» (Северо-западный район и отдаленные кварталы города); Пензенская ТЭЦ-2, находящаяся на балансе ОАО «ПСК» (Юго-западный район города на левом берегу р. Суры); Муниципальные котельные (в сумме - 20% потребления тепловой энергии городом):

Районная котельная Южного района города установленной мощностью 40Гкал/час, находящаяся на балансе МУП «Пензатеплоснабжение»; Районная котельная «Западная поляна» установленной мощностью 60 Гкал/час, находящаяся на балансе МУП «Гортеплосервис»; Промышленные котельные (в сумме - 18% потребления тепловой энергии городом): Котельная ОАО «Пензенский подшипниковый завод (ГПЗ-24)» установленной мощностью 150 Гкал/час (Восточный район города на правом берегу р. Суры); Котельные ОАО «АКБ Сбербанк», ОАО «Маяк революции» и прочие мелкие котельные, ориентированные на теплоснабжение не более одного микрорайона г.Пенза.

При действующей схеме теплоснабжения города альтернативные теплоисточники не оказывают влияние на загрузку мощностей ОАО «ПГК» и в настоящий момент не составляют конкуренции ОАО «ПГК».

В 2004 году, в соответствии с тепловой стратегией ОАО «ПГК» принято решение о подключении 21 муниципальной районной котельных МУП «Гортеплосервис» и передача

ОАО «Пензенская генерирующая компания» соответствующего объема нагрузки на ТЭЦ-1. В 2004 году осуществлено закрытие двухкотельных и принято решение о закрытии еще трех котельных в 2005 году. В ближайшие годы планируется осуществить подключение потребителей оставшихся котельных через дополнительные участки распределительных теплопроводов.

#### **Промышленные потребители**

Крупнейшими промышленными потребителями тепловой энергии на территории города Пенза являются:

- ОАО «Биосинтез» (наиболее крупный промышленный потребитель тепловой энергии ТЭЦ-1, с объемом потребления около 6% от общего полезного отпуска ОАО «ПГК»);
- ОАО «Завод Пензхиммаш»;
- ОАО «Пензтяжпромарматура» (потребляет тепловую энергию только в горячей воде);
- ПО «Пензадизельмаш»;





- группа промышленных предприятий Северного района Пензы: ОАО «Пензахолод»,
- ГУП «Радиозавод», ОАО «Завод Стройдеталь №2», ОАО «Пензенский завод ЖБИ»,
- ОАО «ЖБК» (весь объем потребления приходится только на промышленный пар с коллекторов ТЭЦ-1 и составляет не более 10% от общего объема полезного отпуска и около 20% от отпуска промышленного пара теплоносителей ОАО «ПГК»);
- прочие промышленные потребители (в совокупности менее 2% от общего объема полезного отпуска).

### **Коммунально-бытовые потребители**

Крупнейший потребитель данной группы - муниципальное учреждение «Управление жилищно-коммунального хозяйства г. Пензы» (МУ «Жилсервис»), на долю которого приходится порядка 64% от полезного отпуска тепловой энергии от теплоисточников ОАО «ПГК».

В будущем возможно увеличение потребления коммунально-бытовыми потребителями в связи с присоединением: муниципальных районных котельных МУП «Гортеплоэнергия» к ТЭЦ-1; микрорайонов нового строительства в Южном и Юго-западном районах к ТЭЦ-2; микрорайонов нового строительства района Арбеково к котельной Арбеково.

В совокупности с учетом всех факторов, описанных выше, ожидается, что ежегодный рост потребления коммунально-бытовых потребителей тепла будет составлять 3-4%.

### **Прогноз потребления тепловой энергии**

Постепенное подключение оставшихся шестнадцати муниципальных районных котельных МУП «Гортеплоэнергия» к ТЭЦ-1 через дополнительные участки распределительных теплопроводов до 2013 года приведет к росту потребления, равному 3 тыс. Гкал/год, в 2013-2020 гг. – 1,5 тыс. Гкал/год; Для успешной реализации данного сценария от руководства ОАО «ТГК-6» потребуются своевременная реализация инвестиционных проектов ОАО «ПГК» по присоединению новых районов жилищного строительства и котельных МУП «Гортеплоэнергия».

### **Рынок тепла г. Кузнецк**

#### **Структура предложения на рынке и наличие конкуренции**

Теплоснабжение города Кузнецк осуществляют:

- Кузнецкая ТЭЦ-3, принадлежащая ОАО «ПГК», установленной тепловой мощностью 22 Гкал/час;
- котельные ООО «Межрегионгаз»;
- муниципальные районные котельные.

Передача тепловой энергии, отпускаемой как Кузнецкой ТЭЦ-3, так и остальными теплоисточниками, осуществляется в рамках единой системы теплоснабжения по муниципальным магистральным и распределительным сетям, поэтому имеет место конкуренция ТЭЦ-3 с котельными. Производственные возможности ТЭЦ-3 по горячей воде загружены практически до максимума, поскольку ТЭЦ-3 выигрывает по себестоимости





### **Структура потребления тепловой энергии**

Планируемый объем отпуска с ТЭЦ-3 согласно бизнес-плану на 2005 год составит 147 тыс. Гкал (менее 5% от всего объема полезного отпуска ОАО «ПГК»). Отразить динамику объемов и структуры потребления не имеется возможности в связи с тем, что станция только в 2004 году была включена в состав ОАО «Пензаэнерго» и за предыдущие периоды информация отсутствует.

Спрос на промышленный пар в г. Кузнецк отсутствует в связи с остановкой производства единственного потребителя пара ОАО «Кожевник», находящегося в настоящее время в неудовлетворительном финансовом состоянии. В настоящее время информации о возможном восстановлении производства ОАО «Кожевник» не имеется.

### **Прогноз потребления тепловой энергии**

Ниже описаны предположения, которые использовались для прогноза объема реализации тепловой энергии, если эти предположения отличаются от основных (см. Раздел. 2), а также сформулированы действия руководства ОАО «ТГК-б», необходимые для реализации таких предположений.

### **Поставщики топлива**

Основные поставщики газа: ООО «Пензарегионгаз», ОАО «ТНК-ВР»;

Основные поставщики мазута: ЗАО «БЭЛЛ», ЗАО «СМЛ». Т.е. у предприятия отсутствует зависимость от единственного поставщика топлива.

В соответствии с заключенными договорами гарантирована поставка природного газа от ООО «Пензарегионгаз» и ОАО «ТНК-ВР» по фиксированной цене, кроме случаев увеличения цены на основании решения ФСТ РФ.

Фактически вышеназванные поставщики поставляют следующие объемы топлива: ООО «Пензарегионгаз» - 376,2 млн.куб.м., ОАО «ТНК-ВР» - 323,6 млн.куб.м.;

Выбор поставщика мазута определяется на основании проведенных открытых конкурсов. Объем поставки 15,1 тыс.тн.

### **Основные конкуренты по производству тепловой энергии**

Основными конкурентами общества, производящими тепловую энергию в г.Пензе является МУП "Теплоснабжение", однако сфера его влияния с ОАО ПГК не пересекается из-за отсутствия присоединенных тепловых сетей, в г.Кузнецке альтернативным источником теплоты является котельная МУП "Кузнецктепло- снабжение", которое в случае переключения сетей, находящихся в данный момент в муниципальной собственности, способно обеспечить весь город от своего источника.

### **Кадровая политика**

На ОАО «Пензенская генерирующая компания» действует положение о премировании за основные результаты хозяйственной деятельности руководящих работников (кроме высших менеджеров I категории), специалистов, служащих и рабочих (действует с 1 января 2005 года)

Настоящее Положение вводится в целях поднятия стимулирующей роли премии в выполнении планов-заданий и договорных обязательств, обеспечении реализации энергии, эффективности использования энергетических мощностей, снижении





себестоимости продукции, экономии всех видов материалов, повышении ответственности за обеспечение безаварийной работы, за бесперебойное и качественное энергоснабжение народного хозяйства.

Премирование осуществляется ежемесячно по решению генерального директора с учетом выполнения показателей премирования.

Текущность кадров на 1 квартал 2005 года представлена в таблице ниже:

**Таблица 8. Текущность кадров на 1 квартал 2005 года**

	Ед. изм.	Численность на начало года	Уволено			Принято	Численность на конец года
			всего	в т.ч. по собственному желанию	по сокращению		
2005г.	чел.	668	21	16		14	661

#### **ОАО «Пензенская теплосетевая компания»**

ОАО «Пензенская теплосетевая компания» являлась 100 % дочерним Обществом ОАО «Пензенская генерирующая компания».

Общество зарегистрировано в качестве юридического лица 15.10.2004 г. ИМНС РФ по Октябрьскому району г. Пензы за основным государственным регистрационным номером 104 580 251 5956. (см. приложение 1 )

ИНН/КПП: 5835058000/583501001

Юридический адрес : 440028, г. Пенза, ул. Строителей,5.

#### **Описание производственной структуры ОАО «Пензенская теплосетевая компания»**

В состав ОАО «Пензенская теплосетевая компания» входят:

- ТЭЦ – 2 (год постройки 1951г., электрическая мощность 16 мВт, тепловая мощность 763 Гкал);
- ТС (общая протяженность теплосетей составляет 116,6 км; общая протяженность паропровода 31 км);
- Котельная Арбеково (год постройки 1972г).

**Таблица 9. Основное генерирующее оборудование.**

№ п/п	Наименование, марка котла	Производительность котла, т/ч	дата ввода в эксплуатацию
<b>Котлы</b>			
1	ЦКТИ-75-39ф	75	1951
2	ЦКТИ-75-39ф	75	1954
3	БКЗ-75-39ф	75	1966
<b>Турбины</b>			
1	Р-8-35/10	8	1995
2	Р-8-35/10	8	1984





## 7. АНАЛИЗ ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Вертикальный анализ баланса ОАО «Пензенская генерирующая компания» дал следующие результаты:

1. Удельный вес основного капитала в активах предприятия уменьшился с 82% до 73%, что объясняется:

- уменьшением стоимости основных средств на 10 591 тыс. руб. (превышение выбытия над вводом новых);

- значительным увеличением стоимости краткосрочной дебиторской задолженности на 284 837 тыс. руб.;

2. В составе оборотного капитала наибольший удельный вес приходился:

- на 01.01.2005 г. - краткосрочная дебиторская задолженность (51,3%) и запасы (21,2%);

- на 01.04.2005 г. - краткосрочная дебиторская задолженность (75,3%) и запасы (7,7%).

Оценка долгосрочной дебиторской задолженности проводится, как правило, на основании анализа графика ожидаемых поступлений денежных средств. При этом просроченные, не реальные к взысканию суммы частично или полностью списываются.

Неликвидных запасов на 01.04.2005 не выявлено.

3. Источники формирования активов в наибольшей степени представлены собственным капиталом, однако за анализируемый период удельный вес, приходящийся на собственный капитал, сократился с 89% до 83%, что связано со значительным увеличением кредиторской задолженности на 238 208 тыс. руб.

4. В структуре заемного капитала наибольший удельный вес приходился:

- на 01.01.2005 г. - краткосрочные кредиты и займы (66,8%) и кредиторскую задолженность (21,0%);

- на 01.04.2005 г. - краткосрочные кредиты и займы (33,2%) и кредиторскую задолженность (79,0%).

В структуре кредиторской задолженности за анализируемый период произошли следующие изменения:

- увеличилась задолженность перед поставщиками и подрядчиками на 8 478 тыс. руб., задолженность перед дочерними и зависимыми обществами на 141 964 тыс.руб., по оплате труда перед персоналом организации на 4 453 тыс. руб., задолженность перед государственными внебюджетными фондами на 1 327 тыс. руб., задолженность перед бюджетом на 43 337 тыс. руб. и задолженность перед прочими кредиторами на 39 579 тыс. руб., что связано, прежде всего, с развертыванием производственной деятельности новой компании;

- уменьшилась сумма авансов полученных на 930 тыс. руб., что характеризует деятельность предприятия за анализируемый период с положительной стороны.

Основная доля **внеоборотных активов** по состоянию на 01.04.05 г. приходится на основные средства предприятия (здания, сооружения, машины и оборудование и пр.) – 50,1% и долгосрочные финансовые вложения – 48,2%

Удельный вес **оборотных активов** в активах предприятия не значительно вырос за период с 01.01.2005 по 01.04.2005 гг. с 18 % (359 963 тыс. руб.) до 27 % (623 891 тыс. руб.). Что свидетельствует об увеличении мобильности капитала.





Основным источником формирования имущества предприятия является собственный капитал, его доля в структуре пассивов на 01.04.2005 года составила 83%, что свидетельствует о достаточном запасе прочности. Доля заемных средств выросла на 6%.

#### 7.2. Анализ отчета о финансовых результатах

Основной доходной составляющей деятельности предприятия является производство, покупка и продажа тепловой энергии (65,4% выручки предприятия) и электроэнергии внутренним потребителям (34,19%).

По итогам 3 месяцев 2005г. величина себестоимости проданных товаров, работ, услуг составила 85,08 % выручки предприятия.

#### 7.4. Оценка деловой активности

Для избежания искажения показателей оборачиваемости при прогнозировании компонентов оборотного капитала, для расчета коэффициентов оборачиваемости в п. 8 «Определение стоимости 100% акций по доходному подходу» при расчёте оборачиваемости статей оборотного капитала использовались данные консолидированного бизнес-плана. Менеджмент компании подтвердил, что к концу 2005 года ожидается снижение дебиторской и кредиторской задолженности до уровней, предусмотренных бизнес-планом.

Статья	01.04.05 – Ф	31.12.05 - БП	Поток	Комментарий	Оборачиваемость ЕОУ, дн.
Запасы (топливо)	12			Не применяется	
НДС по приобретенным ценностям	38	31	2 526	Выручка	4
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	439	189	2 526	Выручка	27
Прочие оборотные активы	0	0	2 526	Выручка	0
Кредиторская задолженность	230	103	2 299	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	16
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	2 299	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	0

Выводы о периоде оборачиваемости и значение коэффициентов оборачиваемости будут использованы для расчета оборотного капитала компании в доходном подходе настоящего отчета.

#### 7.6. Основные выводы

В целом, финансово-экономическое состояние предприятия может быть охарактеризовано как удовлетворительное.





## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ

### 5.1. Прогноз макроэкономических показателей

В расчетах в рамках прогнозного периода были использованы макроэкономические показатели, предоставленные компанией NERA Economic Consulting. Данные по макроэкономическим показателям приведены в разделе 3 Отчета «Общий макроэкономический анализ».

#### Прогнозирование цен и объемов на рынке электроэнергетики

Прогнозы цен и объемов на рынке электроэнергетики строились по трем сценариям, на основании модели рынка разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

В результате анализа получаемых в процессе расчетов результатов, Комитет по Оценке утвердил следующий набор сценариев.

№	Название сценария	Измененный параметр
1	Топливо по факту 2004	базовый
2	Альтернативные зоны мощности	зоны свободного перетока мощности
3	Низкая стоимость нового строительства	стоимость строительства новых мощностей

### 5.2. Основные допущения при построении денежных потоков

Разработка используемой модели рынка под руководством компании Nera Economic Consulting, велась с участием специалистов Топливо-Энергетического Независимого Института (ТЭНИ) и Института Энергетических Исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН), поэтому в рамках настоящей работы использована именно эта модель.

Денежные потоки в расчетах приведены в номинальном выражении.

Дисконтирование денежных потоков, в соответствии с оценочной теорией, проведено на середину периода. При этом в связи с тем, что датой оценки является 01.04.2005 г., показатели денежных потоков за 2005 г. пересчитаны за период 9 месяцев.

Первым периодом является временной отрезок с 01.04.2005 г. по 01.01.2006 г. Таким образом, среднегодовой фактор для этого данного периода принят на уровне 0,375. Для большей точности расчетов и учета сезонной специфики деятельности Предприятия в первом прогнозируемом периоде был учтен денежный поток, приходящийся на 9 месяцев 2005 г.

Далее денежные потоки дисконтировались на середину каждого периода. При этом было учтено, что фактор изменения структуры капитала и изменения, связанные с рисками переходного периода непосредственным образом влияют на величину WACC. Для корректного определения текущей стоимости денежных потоков каждого года прогнозного периода, в соответствии с Методологией Делойт и Туш, был рассчитан кумулятивный WACC, отражающий риски соответствующего периода. Терминальная стоимость была также приведена к текущей стоимости путем умножения на рассчитанный кумулятивный дисконт-фактор для соответствующего периода. Сумма приведенных к единой базе текущих стоимостей денежных потоков и приведенной к дате оценки рыночной стоимости составил текущую стоимость инвестированного капитала Предприятия.

### 5.3. Выбор длительности прогнозного периода

В рамках проведения данной оценки был выбран период прогноза с 01.04.2005 г. (дата оценки) по 31.12.2020 г. Данный выбор объясняется тем, что прогноз целого ряда факторов, оказывающих определяющее влияние на стоимость энергетических активов (соотношение между различными видами топлива, динамика тарифов на электроэнергию и т.д.), приведен в заслуживающих доверие источниках<sup>2</sup> именно до 2020 г. Данный период вполне соотносится с





мировой практикой оценки капиталоемких отраслей. При этом, по нашему мнению, прогнозирование деятельности Предприятия за пределами 2020 г. нецелесообразно в связи с практически полным отсутствием реперных точек заслуживающих доверие источников в отношении изменения тарифов и стоимости топлива. Кроме того, изменения потоков за пределом этого периода оказывают минимальное влияние на стоимость Предприятия.

Основная причина выбора периода до 2020 г. заключается в стабилизации денежных потоков к 2018-2020 г.г., о чем свидетельствует показатель ЕВІТ, стабилизировавшийся к этому периоду.

Таблица 10. Сценарии

N	Название сценария	Измененный параметр
1	Топливо по факту 2004	Базовый
2	Альтернативные зоны мощности	зоны свободного перетока мощности
3	Низкая стоимость нового строительства	стоимость строительства новых мощностей

Сценарий Топливо по факту 2004 фактически является Базовым сценарием. Каждый из двух дополнительных сценариев отличаются от Базового одним измененным параметром.

#### Сценарий «Альтернативные зоны мощности»

Альтернативные зоны мощности определены с учетом системных ограничений и ограничений по топливу внутри ОЭС, выделяя квази-изолированные зоны в отдельные зоны мощности, и таким образом обеспечивает восполнение резерва именно в тех зонах, где оно необходимо.

Величина резерва мощности не меняется, меняется его «привязка»: избыток мощности в одной зоне внутри ОЭС не компенсирует дефицит резерва в другой!

#### Сценарий «Низкая стоимость нового строительства»

Применительно к условиям среднего уровня стоимости создания новых мощностей рассмотрена альтернативная стоимость строительства новых электростанций в соответствии с использованием коэффициента 0,8.

#### 8.7. Анализ и прогнозирование доходов

ОАО «Пензенская генерирующая компания» сформирована 1 января 2005 г в результате реформирования ОАО «Пензаэнерго». К 2006 году она войдет в состав территориальной генерирующей компании - ТГК-6. ОАО «Пензенская теплосетевая компания» является дочерней компанией ОАО «Пензенская генерирующая компания», к ней относится Пензенская ТЭЦ-2.

В дальнейшем прогноз доходов будет строиться отдельно для данных станций, так как при построении модели мы опирались на прогнозные показатели компании NERA, которые разработаны отдельно по каждой станции исходя из потребности в электроэнергии потребителей компании.

В расчетах использовались обобщенные данные бизнес-плана на 2005 г. и технико-экономические показатели предприятия на период до 2006 г.





Для построения прогнозов по уровню выработки электроэнергии и тарифу на электроэнергию начиная с 2007 года были использованы данные модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting .

Однако, нами было сделано отступление от прогнозов, предоставленных в моделях рынка NERA.

Выработка теплоэнергии на 2005 – 2006 гг принята в соответствии с планами Предприятия. Исследование относительно прогнозов потребления тепла в г. Пенза и г. Кузнецк, проведенное компанией Bnanan, содержит уточненный прогноз спроса на тепло до 2020 года относительно соответствующих прогнозов NERA. Базовый прогноз полезного отпуска тепла, разработанный компанией Bnanan, заложен в модель оценки ОАО «Пензенская генерирующая компания» методом дисконтированных денежных потоков. В 2005 – 2006 гг. базовый сценарий прогнозов объема отпуска тепла, разработанный компанией Bnanan, ниже прогнозного отпуска тепла NERA на 16% для Пензенской ТЭЦ-1 и превышает прогнозный отпуск тепла NERA на 215% по Пензенской ТЭЦ-2. Начиная с 2007 года базовый сценарий компании Bnanan предусматривает рост отпуска тепла (увязанный с прогнозом роста теплопотребления в г. Пенза и г. Кузнецк). Объем отпуска тепла с коллекторов рассчитан обратным счетом с учетом процента потерь, принятым в соответствии с данными ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания».

В расчетах на 2005 год использовались установленные станциями данные 2005 года по выработке электроэнергии, на 2006 год - плановые данные станции по выработке электроэнергии.

Изменение прогноза отпуска тепла повлекло за собой отступление от прогнозов NERA в отношении выработки и отпуска электроэнергии, что связано с условием минимально необходимого уровня загрузки мощностей при работе в теплофикационном режиме. Поэтому с 2007 года мы использовали в расчетах прогнозные значения выработки электроэнергии при условии минимально необходимого уровня загрузки мощности, исходя из принятого объема выработки тепла на уровне 2006 года в соответствии со стратегической позицией РАО «ЕЭС России». Там, где эти объемы были ниже или совпадали с прогнозными значениями компании NERA Economic Consulting по выработке электроэнергии, мы использовали в расчетах показатели NERA.

Процент потерь тепловой энергии для всех станций на основании данных Предприятия принят на 2005 год на уровне 16,76%, на остальной прогнозный период – 16,31%.

На период 2005 -2006 гг. прогноз выработки и отпуска электроэнергии с шин станций принят в соответствии с планами компании.

Процент потерь в сетях принят на основании данных Предприятия на нулевом уровне в 2005 году и в размере 1,43%, 0% и 4,57% на остальной прогнозный период для ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 соответственно.

Так как предоставленной моделью прогнозируется включение конкурентного рынка электроэнергии в 2007 году, то, начиная с 2007 года, мы использовали в расчетах данные по тарифу на электроэнергию и мощность, предоставленные компанией NERA Economic Consulting на прогнозный период 2007 - 2020 гг.

При прогнозировании тарифов на тепло на 2005-2006 года использовались данные менеджмента компании. Начиная с 2007 года тарифы на тепло росли с учетом реального темпа роста на цен на тепло согласно прогнозу NERA и уровня инфляции.





Тарифы NERA не были использованы нами при прогнозировании доходов от продажи тепла ввиду того, что прогнозный уровень тарифа NERA на 2005 год существенно отличается от фактического значения.

**Таблица 11. Сравнение тарифов NERA утвержденных тарифов компании**

№ пп	Наименование	Тариф NERA, руб/Гкал	Утвержденный тариф компании, руб/гкал
1	<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>		
	В ценах 2003 г.	122,27	
	Индекс инфляции к 2003 году (в соответствии с базовыми ценами NERA)	1,234	
	В ценах на 1.01.2005 г.	150,9126706	376,3
2	<b>Пензенская ТЭЦ-2</b>		
	В ценах 2003 г.	139,9003	
	В ценах на 1.01.2005 г.	172,6768297	376,3

#### **8.8. Анализ и прогнозирование расходов**

Прогноз расходов осуществляется исходя из плановых расходов на 2005г.- 2006 г, предоставленных руководством Предприятия.

Основная расходная статья затрат электростанций – расходы на топливо.

#### **8.9. Расходы на топливо**

ОАО «Пензенская генерирующая компания» для производства электро- и теплоэнергии потребляет природный газ. Аварийное топливо - мазут. Мазут используется для совместного сжигания, при ограничении подачи газа.

Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии с шин и на отпуск тепловой энергии с коллекторов станции был предоставлен производственно – техническим отделом ОАО «Пензенская генерирующая компания».

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 2005 год по Пензенской ТЭЦ-1 планируется на уровне 308,7 г/кВтч, тепловой энергии – 134,6 кг/Гкал; на 2006 год – 305,9 г/кВтч, тепловой энергии – 134,6 кг/Гкал соответственно.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 2005г. по Пензенской ТЭЦ-2 планируется на уровне 375,7 г/кВтч, тепловой энергии – 160,7 кг/Гкал, на 2006 г. – 374,1 г/кВтч и 159,9 кг/Гкал соответственно.

Удельный расход топлива а отпуск электроэнергии на 2005 год по Кузнецкой ТЭЦ-3 планируется на уровне 310,0 г/кВтч, тепловой энергии – 169,5 кг/Гкал, на 2006 г. – 300,0 г/кВтч 158,2 кг/Гкал соответственно.

Расчет затрат на топливо осуществлялся исходя из действующих цен на потребляемое топливо и темпов роста прогнозных цен на топливо. Цены на условное топливо на 2005-2006 гГ, приняты по данным менеджмента.

Для прогнозирования цен на условное топливо на период с 2006 по 2020 гг. использованы цены 2005 г., растущие в номинальных ценах в соответствии с прогнозами NERA и ТЭНИ для каждого сценария. Расчет цен на топливо приведен в Приложении к Отчету – таблице 1 «Главный шаблон для ввода исходных данных».





Сами тарифы NERA не были использованы нами при прогнозировании расходов на топливо ввиду того, что прогнозный уровень тарифа NERA на 2005 год существенно отличается от фактического значения.

#### **8.10. Прогноз капитальных вложений и расходов на ремонты**

Наиболее сложным вопросом настоящей оценки является прогноз уровня ремонтов и капитальных вложений. Специалисты отраслевых институтов считают, что до 2015 года в России почти 70% мощности ТЭС подлежат реконструкции или замещению новыми агрегатами. На электростанциях РАО ЕЭС это составит 50 ГВт (Источник: журнал «Эксперт» № 20, 2005 г., стр.63).

Обновление российской электроэнергетики пойдет двумя путями - за счет реконструкции и ремонта основного оборудования станций и за счет ввода новых мощностей. В ближайшие четыре с лишним года, как прописано в «Концепции технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» на период до 2009 года», предстоит демонтировать полностью изношенные энергоблоки общей мощностью 4,569 ГВт. При удачных инвестиционных раскладах вместо них введут около 2,5 ГВт новых мощностей. Реконструировать за эти же годы предполагается 25,148 ГВт, т.е., 4 – 6 ГВт ежегодно.

При прогнозировании величины капитальных вложений ОАО «Пензенская генерирующая компания» учитывались следующие факты и были сделаны следующие предпосылки:

Данные модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting, предполагают работу станций примерно на  $\frac{1}{4}$  -  $\frac{1}{3}$  от установленной мощности на прогнозный период.

Для обеспечения предполагаемого уровня выработки электроэнергии ОАО «Пензенская генерирующая компания» необходимо постепенное продление ресурса и реконструкция энергоблоков по частям и частичная замена изношенного оборудования.

В проведенных расчетах капитальные вложения на 2005 – 2015 годы были приняты в соответствии с планами, предоставленными менеджментом Предприятия. С 2016 года и до конца прогнозного периода капитальные вложения приняты на среднем в реальных ценах уровне за период с 2005 до 2015 года с последующим пересчетом в номинальные с поправкой на уровень инфляции. Прогноз капитальных вложений для Пензенской ТЭЦ-1 и Кузнецкой ТЭЦ-3 представлен в следующей таблице:





**Таблица 12. Прогноз капитальных вложений ОАО «Пензенская генерирующая компания»**

	Планируемые годы									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Капитальные вложения	43 581,0	67 906,0	75 881,0	106 140,0	102 687,0	102 040,0	103 513,0	110 365,0	120 747,0	124 125,0

Прогноз капитальных вложений ОАО «Пензенская теплосетевая компания» предоставлен менеджментом Предприятия и представлен в следующей таблице (в ценах 2005 года):

**Таблица 13. Прогноз капитальных вложений ОАО «Пензенская теплосетевая компания»**

Период	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Капитальные вложения	89 283	96 020	97 519	99 470	101 459	103 488	105558	107 670	109 23	112 020	114 260





### Ремонты

При составлении прогноза, были рассмотрены как данные менеджмента компании, так и проведены собственные расчеты оценщика.

В соответствии с планами Предприятия, на 2005 г. предусмотрены ремонтные работы на сумму 62 800 тыс. руб., на 2006 г. - на сумму 86 096 тыс. руб.

Расходы на ремонт ОАО «Пензенская теплосетевая компания» в плане на 2005 год утверждены в размере 24014 тыс. рублей, на 2006 год по прогнозу компании расходы на ремонт составят 25815 тыс. рублей.

### Прогноз ремонтов и капитальных вложений.

При прогнозировании ремонтов и капитальных вложений рассчитывались консолидированные данные по Пензенской РГК и Пензенской ТСК. Для прогнозирования ремонтов и капвложений были использованы программа капвложений менеджмента Пензенской РГК до 2016 г. и Пензенской ТСК до 2011 г. (как указывалось выше), а также программы программа ремонтов Пензенской РГК на 2005-2006 гг. и Пензенской ТСК на 2005 г. Для дальнейшего прогнозирования были использованы величины затрат на капвложения и ремонты, необходимых для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Менеджмент компании подтвердил, что затраты на ремонты 2006 г. для Пензенской РГК и 2005 для Пензенской ТСК, а также средний уровень капвложений в реальном выражении за последние 5 лет соответствуют данному критерию. Таким образом, прогноз основывается на использовании указанной величины капзатрат и ремонтов и ее ростом на протяжении прогнозного периода с соответствующим индексом инфляции.

Оценщик провёл проверку предоставленных данных, выявившую их сопоставимость со среднеотраслевыми удельными показателями как по сумме, так и по структуре. Основываясь на результатах проверки, было принято решение использовать данные компании при прогнозировании как капитальных вложений так и ремонтов.

### Прогноз капитальных вложений и ремонтов

		2005 *	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Капвложения																	
Прогноз	млн. руб.	136	146	180	195	234	239	237	245	258	275	285	296	309	323	338	353
Ремонты																	
Прогноз	млн. руб.	75	99	106	111	116	121	126	132	138	144	151	158	165	172	180	188

\* Данные менеджмента компании

### 8.11. Расходы на персонал

Расходы на персонал рассчитывалась как сумма фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды, принятых на уровне установленной законодательством ставки налога (26% от ФОТ).

Размер оплаты труда работников станции, в соответствии с рекомендациями «Методологии и руководства по оценке активов и / или бизнеса РАО «ЕЭС России» и его ДЗО», разработанных компанией Deloitte & Touche, корректировался на темпы инфляции.

Прогнозируемая общая численность персонала на 2005 г., по данным руководства Пензенской РГК и Пензенской ТСК, составляет 1329 человек.

Суммарный фонд заработной платы на 2005 год утвержден в размере 144841 тыс. руб., на 2006 год -173728 тыс. рублей. На последующие годы прогнозного периода, изменения численности персонала не предусмотрено.





Среднемесячный размер оплаты труда работников станции, в соответствии с условиями коллективного договора компании, ежегодно индексировался на темпы инфляции.

#### Прогноз амортизационных отчислений

Для построения прогноза амортизационных отчислений требуется информация о нормах амортизации по группам основных средств. От менеджмента ОАО «Пензенская генерирующая компания» получены данные по начислению амортизации на различные группы основных средств за 1 квартал 2005 года.

Таблица 14. Информация о начисленной амортизации за 1 квартал 2005 года ОАО «Пензенская генерирующая компания»

Показатель	Здания	Сооружения	Передаточные устройства	Машины и оборудование	Прочие
Начальная стоимость на начало периода, тыс. руб.	594 029	247 249	63 815	936 440	10 874
Накопленная амортизация на начало периода, тыс. руб.	235 147	121 032	36 992	607 943	7 922
Амортизация, тыс. руб.	1 677	1 029	660	7 271	145
Накопленная амортизация на конец периода, тыс. руб.	236 824	122 061	37 652	614 763	8 067
Остаточная стоимость на конец периода, тыс. руб.	357 205	125 188	26 163	321 677	2 807

Нормы амортизационных отчислений определяются отдельно для каждой подгруппы основных средств, средневзвешенные значения норм амортизации по группам основных средств определены по данным, предоставленным менеджментом компании, и подтверждаются расчетом оценщика по данным за 1 квартал 2005 года.

Таблица 15. Значения норм амортизационных отчислений по группам основных средств ОАО «Пензенская генерирующая компания»

Группа основных средств	Норма амортизации
Здания	1,1%
Сооружения	1,7%
Передаточные устройства	3%
Машины и оборудование	3,1%
Прочие основные фонды	6%

Имущество ОАО «Пензенская теплосетевая компания» было поставлено на баланс по результатам внешней оценки, поэтому первоначальная и остаточная стоимости на 01.01.2005 года совпадают. Ретроспективная информация, позволяющая определить среднее значение нормы амортизации по вновь вводимым основным средствам, отсутствует. Капитальные вложения планируются в большей части на основные генерирующие мощности, срок службы которых, с учетом проведения ремонтов и продлений ресурсов, составляет в среднем 30 лет. Поэтому для вновь вводимых основных средств принята норма амортизации равная 2,03% в год.

#### Налоговые отчисления





Налоги (на имущество, прибыль и иные) приняты исходя из предположения о неизменности их уровня на протяжении прогнозного периода (за исключением тех из них, изменение которых известно нам по состоянию на дату оценки).

Таким образом, размер налоговых отчислений в прогнозный период составит:

Налог на прибыль - 24% от налогооблагаемой прибыли;

Налог на имущество - 2% от среднегодовой стоимости основных фондов (с учетом льготы по налогу);

Отчисления на социальные нужды - 26% от фонда оплаты труда.

Подробнее расчет расходов предприятия приведен в финансовой модели ОАО «Пензенская генерирующая компания», (см. Приложение 1 к настоящему Отчету).

#### **Расходы на сырье и материалы**

Расходы на сырье и материалы на эксплуатацию приняты на 2005 год в соответствии с бизнес-планом Предприятия, начиная с 2006 года и до конца прогнозного периода расходы на сырье и материалы на эксплуатацию корректировались от планового значения 2005 года на уровень инфляции. Это связано с тем, что данные затраты зависят от уровня загрузки производственных мощностей, а существенного уменьшения или увеличения отпуска электроэнергии и тепла не прогнозируется.

#### **Прочие расходы**

Прочие эксплуатационные расходы ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания» включают следующие затраты:

1) Оплата воды на технологические нужды. Размер платы за воду на 2005 – 2006 гг. принят по данным компании, затем предусмотрен рост по темпам роста инфляции;

2) Плата за электроэнергию. Размер платы за электроэнергию на 2005 – 2006 гг. принят по данным компании. На 2007 г. затраты на электроэнергию рассчитаны как произведение затрат 2006 года на отношение среднего эффективного тарифа полезного отпуска электрической энергии 2007 г. к среднему эффективному тарифу 2006 г. Указанный алгоритм расчета принят для всех последующих лет прогнозного периода.

Среднеэффективный тариф рассчитан как отношение суммарной выручки за электроэнергию и платы за мощность к полезному отпуску электроэнергии рассматриваемого периода.

3) Прочие эксплуатационные расходы:

- Страховые платежи

- Налоги, включаемые в себестоимость продукции

плата за землю

транспортный налог

- Отчисления во внебюджетные фонды

отчисления в фонд НИОКР РАО "ЕЭС России"

отчисления в страховой фонд

- Оплата прочих услуг сторонних организаций

связи

информационно-вычислительного обслуживания

вневедомственной охраны

пассажирского транспорта

банков

коммунального хозяйства

нотариальных и юридических организаций

расходы на НИОКР (кроме вышеуказанных)

- Прочие расходы.





Прогноз прочих эксплуатационных расходов на период с 2006г. по 2020 г. был составлен на основе прогнозных значений на 2005 г – 2006 г., скорректированных на прогнозные темпы инфляции.

#### **8.12. Прогноз собственного оборотного капитала**

При построении прогноза денежного потока была рассчитана величина оборотного капитала, необходимого для функционирования бизнеса.

При прогнозировании статей оборотного капитала рассчитывалась оборачиваемость данных статей на конец периода (года) по показателям за истекший период. Данная методика отражает факт использования менеджментом компаний ex-post информации о работе компании при формировании необходимого оборотного капитала. Кроме того, использование данной методики позволяет прогнозировать оборотный капитал на 31.12.2020 без построения прогнозов показателей деятельности компании на 2021 год.

Оборотный капитал рассчитывался исходя из оборачиваемости в днях, полученной на основе данных прогнозных балансов на конец 2005 года, Отчетов о прибылях и убытков за 2005 г. и бизнес-планов компаний.

Избыток/недостаток оборотного капитала на дату оценки определен как разность между фактическим значением оборотного капитала оцениваемой компании и рассчитанным нормальным уровнем основных статей оборотного капитала.

В расчет оборотного капитала не включены денежные средства и краткосрочные финансовые вложения. Данные статьи (с учетом необходимой корректировки на дату оценки) были учтены при расчете чистого долга.

#### **8.13. Расчет ставки дисконтирования**

##### **Теория ставки дисконтирования**

Выбор ставки дисконтирования зависит от типа денежного потока, используемого для оценки. Поскольку при оценке используется бездолговой денежный поток, в качестве ставки дисконтирования Оценщики применили величину средневзвешенной стоимости капитала (Weighted Average Cost of Capital) после налогообложения.

Средневзвешенная стоимость капитала учитывает в себе все риски, связанные с финансированием деятельности предприятия, как из собственных источников финансирования, так и за счет заемных средств. Стоимость финансирования деятельности предприятия за счет собственного капитала (стоимость собственного капитала), отражает все риски, присущие инвестициям в виде акционерного капитала, в то время, как стоимость финансирования за счет заемных средств выражается в процентной ставке, по которой предприятию предоставляют кредитные ресурсы.

Издержки собственного капитала (cost of equity) рассчитываются на основе модели формирования цен капитальных активов (Capital Asset Pricing Model или CAPM). В соответствии с моделью CAPM, требуемая норма прибыли на вложенный капитал рассчитывается путем анализа следующих компонентов:

- безрисковая ставка (risk free rate),
- бета (beta),
- рыночная премия за риск (market risk premium),





- другие дополнительные надбавки за риск, связанный, например, с небольшим размером компании (small stock), страновым риском (country risk) и специфичным риском оцениваемой компании (company specific risk premium).

Алгоритм расчета по методу CAPM может быть представлен следующим образом:

$$Re = Rf + b(Rm-Rf) + Risk A + Risk B + Risk C$$

где:

Re = Требуемая норма прибыли (required return on equity)

Rf = Безрисковая ставка (risk free rate)

b = Бета (beta)

Rm-Rf = Рыночная премия за риск (market risk premium)

Risk A = Риск, связанный с небольшим размером компании (small stock risk)

Risk B = Страновой риск (country risk)

Risk C = Риск, связанный с компанией (company specific risk)

#### **Безрисковая ставка**

В качестве безрисковой ставки, в соответствии с рекомендациями компании Deloitte and Touche, нами была использована доходность по 20-ти летним долгосрочным казначейским облигациям Правительства США составившая на дату оценки 4,85% (источник: <http://www.federalreserve.gov>).

#### **Коэффициент бета**

Для оценки коэффициента «бета» оцениваемой компании с использованием восходящего подхода мы предприняли следующие шаги:

Приняли, в соответствии с рекомендациями Deloitte and Touche, в качестве отправной точки расчета коэффициент бета для энергетических компаний США, т.к. именно на энергетический рынок данной страны рекомендуют обратить внимание в своих расчетах специалисты международной компании. Данная величина составляет, по данным Damodaran, величину равную 0,47;

Рассчитали коэффициенты «бета» без учета финансового рычага по следующей формуле:

$$Bu = Bf / (1 + (1 - t) (D / E))$$

где:

Bu – коэффициент «бета» без учета финансового рычага,

Bf – коэффициент «бета» с учетом финансового рычага,

t – предельная налоговая ставка, используемая сопоставимой компанией,

D – рыночная стоимость заемного капитала сопоставимой компании,

E – рыночная стоимость собственного капитала сопоставимой компании.

В течение прогнозного периода в модели использовались «плавающие» значения коэффициента бета в зависимости от изменения структуры капитала оцениваемого Предприятия (начиная с фактической в 2005 году, с постепенным равномерным изменением до целевой в 2010 году). Фактическая структура на 2005 год: собственный капитал 93,65 %, заемный - 6,35 %. Целевое соотношение структуры капитала (достигаемое в 2010 г.) в соответствии с Методологией





и данными Damodaran было принято аналогичным целевой структуре, характерной для энергетических компаний США: 52,29% - собственный капитал и 47,71% - заемный капитал.

Таблица 16. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.

Рынок	Доля собственного капитала в структуре капитала	Доля кредитов в структуре капитала
Развитые страны-США	52%	48%

Рассчитали значение коэффициента «бета» без учета финансового рычага для использования при расчете коэффициента «бета» оцениваемой компании в течение 2005 - 2010 г.г.;

Определили коэффициент «бета» для оцениваемой компании по следующей формуле:

$$B_{rl} = B_{mu} (1 + (1 - t) (D / E))$$

Где:  $B_{rl}$  - коэффициент «бета» с учетом рассчитанного финансового рычага оцениваемой компании,

$B_{mu}$  - медианное значение коэффициента «бета» без учета финансового рычага по сопоставимым компаниям,

$t$  - предельная налоговая ставка, используемая оцениваемой компанией,

$D/E$  - основано на отраслевой структуре капитала, рассчитанной на основании медианного значения коэффициента соотношения заемных и собственных средств по сопоставимым компаниям.

#### Рыночная премия за риск инвестирования в акционерный капитал ( $R_m - R_f$ )

Премия за риск акционерного капитала (equity risk premium) отражает расхождение в доходности, представленное превышением доходности корпоративных акций над доходностью по казначейским обязательствам Правительства США. Согласно статистике, рассчитанной по данным американского фондового рынка, инвесторы в среднем рассчитывают на премию в размере 3,47% сверх доходности по долгосрочным казначейским обязательствам.

Выбранный размер премии в 3,47% близок к величине implied premium 3,65%, рассчитанной А. Damodaran (т.е. вмененной премии - той премии, которую инвесторы закладывают сейчас в инвестиционные проекты, которые будут осуществляться в будущем).

#### Премия за страновой риск

Расчет премии за страновой риск базируется на анализе кредитных рейтингов долговых инструментов Российской Федерации и США, присвоенными международными рейтинговыми агентствами Moody's Investors Service, S&P, и Fitch-составляет -2,25 % (источник: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New Home Page/>).

#### Премия за размер компании

Премия за размер компании: результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что у более мелких компаний норма прибыли выше, чем у более крупных компаний.

Для определения премии за размер компании, необходимо рассмотреть капитализацию компании на ОРЦБ. В связи с тем, что акции компании не обращаются на открытом рынке, мы считаем необходимым принять размер риска на максимальном уровне: 4,02%.

#### Премия за специфический риск оцениваемой компании

Рекомендуемый диапазон премии за специфический риск оцениваемой компании лежит в пределах от 0 до 5%.





Для определения премии за специфический риск оцениваемой компании, согласно рекомендациям Deloitte and Touche, использовался алгоритм, приведенный в нижеследующих таблицах.

Таблица 17. Алгоритм определения степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Степень риска		
	Низкая	Средняя	Высокая
Зависимость от ключевых сотрудников;	1	2	3
Корпоративное управление;	1	2	3
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;	1	2	3
Зависимость от ключевых поставщиков;	1	2	3
<b>А. Итого (сумма):</b>			
<b>Б. Рассчитанная степень риска (Б=А/4):</b>			

Таблица 18. Алгоритм расчета премии за специфический риск

Степень риска	Рассчитанное значение	Размер премии за специфический риск
Низкая	=1 но < 1,5	0-1
Средняя	>=1,75 но <2,25	2-3
Высокая	>=2,75-3	4-5

На основании анализа степени риска, в зависимости от перечисленных факторов, был рассчитан специфический риск оцениваемой компании:

Таблица 19. Определение степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Значение
Зависимость от ключевых сотрудников	1
Корпоративное управление	1
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла	1,5
Зависимость от ключевых поставщиков	2
<b>Итого (сумма)</b>	<b>5,5</b>
<b>Рассчитанная степень риска</b>	<b>1,375</b>
<b>Размер премии за специфический риск</b>	<b>0,75%</b>

По рекомендациям Методологии и руководству по оценке бизнеса и/или активов ОАО «РАО «ЕЭС России» и его ДЗО, в период реформирования к ставке дисконтирования необходимо применить премию за риск переходного периода в размере 3%.

Эта премия учитывает следующие риски:

- Риск замедления реформы и либерализации рынка газа;
- Ограничение доступа к заемному капиталу;
- Падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий.

Данная премия применялась в расчете средневзвешенной стоимости капитала ОГК, чья выручка почти на 100% приходится на отпуск электричества, и, таким образом, подвержена рыночным рискам в период перехода к либерализованному рынку электричества. Однако деятельность ТГК в первую очередь направлена на обеспечение потребителей теплом, а установление тарифов на тепло останется регулируемым. Таким образом, деятельность ТГК в





меньшей степени подвержена рискам переходного периода, чем деятельность ОГК, что обуславливает снижение данной премии до уровня в 2%.

Таким образом, специфический риск оцениваемого предприятия составляет **2,75%**.

**Таблица 20. Расчет стоимости собственного капитала**

Наименование	Значение
Безрисковая ставка, %	4,85
Премия за риск инвестирования в акционерный капитал, %	3,47
Бета без учета долговой нагрузки	0,47
Бета с учетом долговой нагрузки	0,546
Премия за страновой риск, %	2,25
Премия за размер компании, %	4,02
Премия за специфический риск оцениваемой компании, %	2,75
<b>Стоимость собственного капитала, %</b>	<b>15,76</b>

#### Расчет стоимости заемного капитала

Согласно данным ЦБ РФ о средних по России ставках по долгосрочным кредитам свыше 3-х лет, выданным юридическим лицам за период с июля 2004 г. по июнь 2005 г.<sup>1</sup> целевая стоимость заемных средств равна 9,76%

**Таблица 21. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов**

Показатель	Размер риска, %
Стоимость кредитов в долл. США, %	10,4
Ставка налога на прибыль, %	24
Стоимость банковских кредитов (после налогов), округленно, %	7,90

#### Изменение ставки дисконтирования во времени

Предполагается, что в ходе реформы и развития свободного рынка продажи электроэнергии (к 2010 году) данные ограничения будут сняты и компания сможет выйти на оптимальный уровень заимствований (в расчетах взят срок пять лет).

#### Расчет стоимости реверсии

Результаты деятельности компании в терминальный период характеризуются стабильной степенью роста выручки и стабильной нормой прибыльности. Денежный поток оцениваемой компании в терминальный период характеризуется следующим образом:

- Более низкий уровень капиталовложений
  - Имеет среднюю степень риска
  - Отдача на капитал близка или равна стоимости капитала
  - Финансовый рычаг близок или равен среднеотраслевому показателю
- Существует три основных подхода для расчета терминальной стоимости:
- Ликвидационная стоимость

<sup>1</sup> Источник: БЮЛЛЕТЕНЬ БАНКОВСКОЙ СТАТИСТИКИ № 8 (147), <http://cbr.ru/BBS/Bbs0508r.pdf>





- Метод рыночных мультипликаторов
- Модель постоянного роста (модель Гордона).

Величина реверсии была найдена по формуле

$$TV = CF_{nadj} / (i - g), \text{ где}$$

$CF_{nadj}$  - скорректированный денежный поток в год, следующий за последним годом прогнозного периода, с учетом темпа роста, изменения оборотного капитала и поправки к постпрогнозной стоимости возникающей при нормализации капитальных вложений .

$i$  - ставка дисконта;

$g$  - долгосрочные темпы роста денежного потока (в данном случае Оценщиком сделано предположение о темпах роста, соответствующих долгосрочным темпам роста экономики США) - в соответствии рекомендациями Deloitte and Touche RCS, изложенными в руководстве по оценке бизнеса и / или активов РАО «ЕЭС России» и его ДЗО.

#### 8.15. Денежный поток в постпрогнозном периоде

Метод дисконтированных денежных потоков предусматривает деление временного интервала на: прогнозный период, в течение которого явно прогнозируются все компоненты денежного потока от деятельности компании и их изменения, и постпрогнозный период, для которого принимается допущение, что денежный поток стабилизировался, а все его возможные изменения интегрируются в терминальной ставке капитализации в виде единой поправки к ставке дисконтирования (модель Гордона).

- Величина денежного потока в постпрогнозном периоде базируется на степени роста выручки, прибыльности от операционной деятельности, эффективной налоговой ставке, амортизации, капитальных вложениях и изменениях в оборотном капитале.

Рассчитанный таким образом денежный поток в рублях в постпрогнозном периоде был переведен в доллары США, используя прогноз обменного курса рубля к доллару США на последний год прогноза, умноженный на паритет покупательной способности рубля и доллара США в постпрогнозном периоде, рассчитанный на основании прогноза долгосрочной рублевой и долларовой инфляции.

#### 8.16. Особенности учета капитальных вложений в постпрогнозном периоде

Капитальные вложения в прогнозный период определяются исходя из планов предприятия по выводу, замене и продлению ресурса основных производственных мощностей, с учетом прогнозной загрузки станции, данных о техническом состоянии и предполагаемом остаточном сроке службы активов.

При определении величины капитальных вложений в постпрогнозном периоде предполагается, что ежегодные капитальные вложения в основные средства стабилизируются на уровне, достаточном для поддержания их технического состояния. Таким образом, ежегодные капитальные вложения должны компенсировать реальный износ активов в течение года.

#### 8.17. Расчет рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода

Стоимость компании, определяемая на основе метода дисконтирования денежных потоков, складывается из текущей стоимости денежных потоков прогнозного периода и стоимости реверсии в постпрогнозный период.

Стоимость 100% пакета акций (бизнеса) определяется из соотношения:

$$PV = \frac{K}{i} \sum_{k=1}^n CF_k + \frac{TV}{(1+i)^n}$$





$$(1+i)^k$$

$$\frac{(1+i)^k}{k}$$

$$k=$$

$$1$$

где:

CF<sub>k</sub> - денежный поток k-го прогнозного года;

K - количество прогнозных лет;

i - ставка дисконта;

TV - стоимость реверсии;

Итоговая величина представляет собой стоимость собственного капитала.

**Таблица 22. Расчет рыночной стоимости собственного капитала компании**

Показатель	Единица измерения	Сценарий: Альтернативные зоны мощности	Сценарий: Низкая стоимость нового строительства	Сценарий: Топливо по факту.
Общая сумма текущей стоимости прогнозируемых денежных потоков	тыс. долл. США	45 802	46 737	44 569
Плюс: Текущая стоимость постпрогнозной стоимости	тыс. долл. США	18 264	18 318	23 311
Минус: сумма чистого долга	тыс. долл. США	64 067	65 055	67 880
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. долл. США	61 711	62 699	65 524
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. руб.	<b>1 718 647</b>	<b>1 746 167</b>	<b>1 824 840</b>
<b>Итого рыночная стоимость акционерного капитала</b>	тыс. руб.	<b>1 763 218</b>		

#### 8.18. Заключение о стоимости

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о том, что стоимость 100% акций ОАО «Пензенская генерирующая компания», рассчитанная с использованием доходного подхода методом дисконтирования денежного потока, по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

**1 763 218**

**(Один миллиард семьсот шестьдесят три миллиона двести восемнадцать тысяч рублей)**





## 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ

В этом подходе стоимость предприятия определяется на основании сравнения его с компаниями-аналогами. Для этого используют два основных метода:

- Метод рынка капитала – основан на сравнении с компаниями, акции которых активно обращаются на российском и зарубежном фондовых рынках.
- Метод сделок (сравнительного анализа продаж) – основан на информации о сделках купли-продажи аналогичных объектов оценки.

Последовательность расчетов методом отраслевых мультипликаторов приведена ниже:

1. Исключены компании, не имеющие рыночной стоимости, в соответствии с требованиями Распоряжения ФКЦБ РФ № 1087-р. Ниже приведена таблица с наименованиями компаний, торгующихся на рынке, и данные по их мощностям.

Таблица 23. Компании-аналоги

Наименование ГРЭС	Установленная электрическая мощность, МВт
Костромская ГРЭС	3 600
Ставропольская ГРЭС	2 400
Черепетская ГРЭС	1 425
Печорская ГРЭС	1 060

Источник: Отчетность эмитентов

Все аналоги оцениваемой компании, кроме Черепетской ГРЭС, используют в качестве основного топлива – газ. Черепетская ГРЭС использует уголь, поэтому данная станция была исключена из выборки.

2. Проверка соответствия установленной мощности объекта оценки и компаний-аналогов. Установленная электрическая мощность ОАО «Пензенская генерирующая компания» составляет 405 МВт. Все отобранные аналоги существенно превышают по мощности объект оценки.

Таблица 24. Сравнение оцениваемой компании с компаниями-аналогами

Компании-аналоги	"Пензенская РГК"	"Ставропольская ГРЭС"	ОАО "Печорская ГРЭС"	"Костромская ГРЭС"
Рыночная капитализация, тыс.руб.		7,042,887	2,329,721	12,754,586
Установл. электрическая мощность, МВт	405	2,400	1,060	3,600
Отпуск элеткроэнергии, млн. кВтч	1,736	4,293	1,542	5,574
Обязательства, тыс. руб.	66	519,654	121,840	160,384

Источник: Расчеты Института оценки собственности и финансовой деятельности, отчетность эмитентов

С целью нивелирования различий между компаниями-аналогами и ОАО «Пензенская генерирующая компания», использовался специальный алгоритм расчета весов мультипликаторов по различным компаниям - аналогам, который приведен ниже.

1. По выбранным аналогам определялась капитализация – то есть *произведение рыночной цены акции* (рассчитывалась в соответствии с Распоряжением ФКЦБ России №1087-р от 05.10.1998 г.) по состоянию на момент оценки *на количество акций данного типа*. По приведенным выше эмитентам было зафиксировано более 10 сделок (либо котировок на покупку и продажу) в течение





90 дней, предшествующих дате оценки. По большинству из них ведется активная купля-продажа акций, т.е. состояние рынка по данным акциям можно признать активным. По данным компаниям рассчитывалась средняя цена сделок (на основании данных о средневзвешенной цене, определяемой в РТС), которая затем умножалась на количество акций.

Данные, представленные в данном отчете, были получены из бизнес-справочника «Электроэнергетика России 2003» (РАО «ЕЭС России», рейтинговое агентство «Эксперт РА» 2003г.), данных сайтов [www.skrin.ru](http://www.skrin.ru) и [www.rts.ru](http://www.rts.ru), сайтов энергокомпаний, аналитических агентств и других открытых и регламентированных источников, а также из собственной базы данных Оценщика. Расчет значений мультипликаторов и обоснование приданных им весов приведено в таблицах ниже.

Таблица 25. Расчет значений мультипликаторов.

Мультипликатор	Средневзв. значение мультипл-ра	ОАО "Ставропольская ГРЭС"	ОАО "Печорская ГРЭС"	ОАО "Костромская ГРЭС"
<b>MVIC/Установленная электрическая мощность</b>	<b>2,663</b>	<b>3,151</b>	<b>2,313</b>	<b>3,587</b>
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		1,995	655	3,195
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		4.93	1.62	7.89
обратное отклонение аналога от оцениваемого	0.95	0.20	0.62	0.13
удельный вес аналога по показателю	100%	21%	65%	13%
<b>MVIC/Выработка электроэнергии</b>	<b>1,635</b>	<b>1,762</b>	<b>1,590</b>	<b>2,317</b>
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		2,557	194	3,838
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		1.47	0.11	2.21
обратное отклонение аналога от оцениваемого	10.06	0.68	8.93	0.45
удельный вес аналога по показателю	100,00%	6.7%	88.8%	4.5%

В соответствии с рассчитанными выше средневзвешенными мультипликаторами и применяя одинаковые веса к рассчитанным мультипликаторам, мы получаем стоимость ОАО «Пензенская генерирующая компания», которая корректируется на размер чистого долга и непрофильных активов для расчета стоимости акционерного капитала.

Таблица 26. Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов

Показатели корреляции	Вес мультипликатора, %	Средневзв. значение мультипликатора	Показатели оцениваемой РГК	Стоимость собственного капитала компании по данному мультипликатору	Вклад мультипликатора в стоимость
Установл. электрическая мощность, МВт и MVIC	50%	2,663	405	1,078,399	539,200
Отпуск электроэнергии, млн. кВтч и MVIC	50%	1,635	1,736	2,837,607	1,418,804
<b>Итого</b>	<b>100%</b>				<b>1,958,003</b>
<b>Обязательства, тыс. руб.</b>					<b>65,613</b>
<b>ДФВ, тыс. руб.</b>					<b>0</b>
<b>Стоимость собственного капитала, тыс. руб.</b>					<b>1,892,390</b>

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, *стоимость собственного капитала ОАО «Пензенская генерирующая компания», рассчитанная с применением метода отраслевых мультипликаторов, составляет на дату определения стоимости (округленно) 1 892 390 тыс.руб.*







## 10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ

### ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

#### 10.2.1. Общая часть к расчету рыночной стоимости основных фондов и незавершенного строительства

В качестве информационной базы при определении рыночной стоимости основных сооружений, зданий и оборудования, а также объектов незавершенного строительства мы использовали данные, предоставленные Администрацией ОАО «Пензенская генерирующая компания».

##### Объект оценки

При формулировании задания на оценку необходимо максимально точно определить объект оценки. Описание объекта оценки должно включать основные технические и конструктивные характеристики, местоположение активов.

В состав основных средств ОАО «Пензенской генерирующей компании» входят:

- здания, сооружения, передаточные устройства;
- оборудование основной технологической схемы;
- вспомогательное оборудование;
- непрофильные активы.

В таблицах 63-64 приведен состав и состояние парка котельного и турбинного оборудования, информация о количественных и качественных характеристиках зданий, сооружений, передаточных устройств, вспомогательного оборудования, непрофильных активов приводится по ходу проведения расчетов.





Таблица 27. Перечень и основные технические характеристики парка котельного оборудования ОАО «Пензенская генерирующая компания»

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Вид сжигаемого топлива	Давление свежего пара, Мпа	Наличие промперегрева (да/нет)	Прямоточный/барабанный котел	П-образная/Т-образная компоновка газоходов	Каркас: зависима/автономная схема	Наличие требований сейсмической устойчивости	Блочность поставки: больше или меньше 80%	Повышенная заводская готовность - укрупненные блоки (да/нет)	Применены встроенные теплообменники (да/нет)	дата ввода в эксплуатацию	Проведение капитальных ремонтов (с начала эксплуатации)	Экспертные оценки физического состояния (в % износа, остаточный ресурс и др.)
	<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>														
1	ТП-170	170	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1954	6	10 тыс.час
2	ТП-170	170	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 8	нет	нет	1955	8	21 тыс.час.
3	ТП-170	170	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1958	8	65 тыс.час
4	ТП-15	220	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1961	7	58 тыс.час
5	ТП-15	220	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1965	8	61 тыс.час
6	ТП-47	220	газ/мазут	9,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1965	7	76 тыс.час
7	ТГМЕ-464	500	газ/мазут	13,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1978	6	169 тыс.час
8	ТГМЕ-464	500	газ/мазут	13,8	нет	барaban	П-образн.	автоном	нет	меньше 80	нет	нет	1980	5	181 тыс.час
	<b>Пензенская ТЭЦ-2</b>														
1	ЦКТИ-75-39ф	75	газ	4	нет	бараб.	П-образ	автоном	нет	меньше	нет	нет	1951	2003	Удовлетворит . по данным экспертиз
2	ЦКТИ-75-39ф	75	газ	4	нет	бараб.	П-образ	автоном	нет	меньше	нет	нет	1954	2001	





**ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, м/ч	Вид сжигаемого топлива	Давление свежего пара, Мпа	Наличие пропергерва (да/нет)	Прямоточный/барабанный котел	П-образная/Т-образная компоновка газоходов	Каркас: зависима/автономная схема	Наличие требований сейсмической устойчивости	Блочность поставки: больше или меньше 80%	Повышенная заводская готовность - укрупненные блоки (да/нет)	Применены встроенных теплообменников (да/нет)	дата ввода в эксплуатацию	Проведение капитальных ремонтов (с начала эксплуатации)	Экспертные оценки физического состояния (в % износа, остаточный ресурс и др.)
3	БКЗ-75-39ф	75	газ	4	нет	бараб.	П-образ	автоном	нет	меньше	нет	нет	1966	2004	
	Кузнецкая ТЭЦ-3														
9	ТС-20/39	24	газ/мазут	3,8	нет	барабан	П-образн.	автоном	нет			нет	1959		продл. на4 года
10	ТС-20/39	24	газ/мазут	3,8	нет	барабан	П-образн.	автоном	нет			нет	1959		продл. на4 года
11	БГМ-35М	45	газ/мазут	3,8	нет	барабан	П-образн.	автоном	нет			нет	1982		обсл. 2006г.
12	ТС-35-У	42	газ/мазут	3,8	нет	барабан	П-образн.	автоном	нет			нет	1956		продл. на4 года

Источник: данные предприятия

**Таблица 28. Перечень и основные технические характеристики парка турбинного оборудования ОАО «Пензенская генерирующая компания»**

№	Наименование, марка турбины	Инв. номер	Номинальная мощность, МВт	Расход пара на турбину, м/ч	Начальное давление пара, Мпа	Начальная температура пара, °С	Средний диаметр последней ступени ЦНД, мм	Длина лопатки последней ступени ЦНД, мм.	Наличие производственного регулируемого отбора пара (да/нет)	дата ввода в эксплуатацию	Проведение капитальных ремонтов	Остаточный ресурс, износ
	ТЭЦ-1											
1	ПТ-25-90/13	09.4124117	25	251	8,8	515	срезана		ДА	1962	9	13 тыс. час





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка турбины	Инв. номер	Номинальная мощность, МВт	Расход пара на турбину, т/ч	Начальное давление пара, Мпа	Начальная температура пара, °С	Средний диаметр последней ступени ЦНД, мм	Длина лопатки последней ступени ЦНД, мм.	Наличие производственного регулируемого отбора пара (да/нет)	дата ввода в эксплуатацию	Проведение капитальных ремонтов	Остаточный ресурс, износ
2	ПТ-30-8,8	09.4149979	30	200	8,8	515	1496	390	ДА	2004	0	265 тыс.час
3	ПТ-65/75-90/13	09.4129951	60	398	8,8	515	2000	665	ДА	1997	2	218 тыс.час
4	ПТ-50-90/13	09.4124119	50	400	8,8	515	1992	665	ДА	1965	8	6 тыс.час.
5	Т-110/120/130-3	09.4129496	110	485	12,8	555	1915	550	НЕТ	1978	5	126 тыс.час
6	Т-110/120/130-4	09.4120501	110	485	12,8	555	1915	550	НЕТ	1980	6	143 тыс.час
	<b>ТЭЦ-2</b>											
1	Р-8-35/10		8	125	3,5	435	ЦНД отсутствует			1995	2004	
2	Р-8-35/10		8	125	3,5	435	ЦНД отсутствует			1984	2001	
	<b>ТЭЦ-3</b>											
7	АР-4-35/3	09.4000089	4	35	2,9	430	срезана		нет	1959	10	износ 97%

Источник: данные предприятия





**10.2.2. Оценка специализированных объектов, относящихся к блокам функционально-технологической схемы станций, входящих в состав ОАО «Пензенская генерирующая компания» ОАО «Пензенская теплосетевая компания»**

Результаты расчета полной стоимости замещения станций без учета стоимости замещения основного оборудования представлены в таблицах:

**Таблица 29. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-1 (руб.)**

Наименование	%	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Главный корпус	37,7	71,8%	Ксэ-15	13 114 446 264	0,876	1,021	2 425 351 864
Дымовые трубы и газоходы	5,8	2,6%				1,021	478 787 627
Электротехнические устройства	3,3	1,5%				1,021	272 413 650
Топливное хозяйство	4,2	1,9%				1,021	346 708 281
Техническое водоснабжение	11,3	5,1%				1,021	932 810 376
Гидрозолоудаление	0,2	0,1%				1,021	16 509 918
Внешние коммуникации	8,6	3,9%				1,021	709 926 481
Пиковая водогрейная станция	5,1	2,3%				1,021	421 002 913
Транспортное хозяйство	3,7	1,7%				1,021	305 433 486
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1	9,1%				1,021	1 659 246 775
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0%</b>					<b>7 568 191 369</b>

**Таблица 30. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-2, включая Арбеково-1 (руб.)**

Наименование	%	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Главный корпус	39,2	46,21%	Ксэ-15	288 330 900	0,876	1,021	257 882 004
Дымовые трубы и газоходы	5,3	4,69%	Ксэ-9			1,021	26 173 265
Электротехнические устройства	3,3	2,92%	Ксэ-11			1,021	16 295 509





Наименование	%	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Топливное хозяйство	4,2	3,71%	Ксэ-11			1,021	20 704 225
Техническое водоснабжение	11,3	9,99%	Ксэ-19			1,021	55 750 730
Гидрозолоудоление	0,2	0,18%	Ксэ-21			1,021	1 004 518
Внешние коммуникации	8,6	7,60%	Ксэ-28			1,021	42 412 968
Пиковая водогрейная станция	3,3	2,92%	Ксэ-22			1,021	16 295 509
Транспортное хозяйство	4,5	3,98%	Ксэ-1			1,021	22 211 001
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1	17,77%	Ксэ-4			1,021	99 168 215
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100%</b>		<b>62 395 780 134</b>			<b>558 065 362</b>

Таблица 31. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-3 (руб.)

Наименование	%	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Главный корпус	39,2	39,2	Ксэ-15	82 236 774	0,850	1,021	82 236 774
Дымовые трубы и газоходы	5,3	5,3	Ксэ-9			1,021	11 118 748
Электротехнические устройства	3,3	3,3	Ксэ-11			1,021	6 922 994
Топливное хозяйство	4,2	4,2	Ксэ-11			1,021	8 811 083
Техническое водоснабжение	11,3	11,3	Ксэ-19			1,021	23 706 009
Гидрозолоудоление	0,2	0,2	Ксэ-21			1,021	419 575
Внешние коммуникации	8,6	8,6	Ксэ-28			1,021	18 041 741
Пиковая водогрейная станция	3,3	3,3	Ксэ-22			1,021	6 922 994
Транспортное хозяйство	4,5	4,5	Ксэ-1			1,021	9 440 446





Наименование	%	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, тыс.руб.
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1	20,1	Ксэ-4			1,021	42 167 326
<b>Всего</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>					<b>209 787 690</b>

Укрупненный алгоритм расчета стоимости замещения оборудования включает следующие этапы:

- расчет стоимости основного технологического оборудования главного корпуса с использованием данных раздела справочника «Показатели стоимости замещения основного оборудования» по стоимости замещения котлов, турбин и генераторов. При отсутствии необходимых значений, расчет стоимости замещения основного оборудования осуществляется с использованием параметрического метода и показателей раздела «Расчет стоимости замещения паровых котлов и турбин с использованием параметрического метода»;

- определение стоимости замещения оборудования прочих технологических блоков.

Стоимость замещения паровых котлов (на 01.01.04 г.) с использованием параметрического метода определяется по следующей формуле:

$$Ц_k = Ц_б \times Д \times K_g \times K_{p0} \times K_{t2} \times K_{монн} \times K_{шт} \times K_{мун} \times K_{комн} \times K_{карк} \times K_{бл} \times K_{сейсм} \times K_{зг} \times K_{генл},$$

где:  $Ц_б$  - удельная стоимость базового котла, руб./(т/ч), принимаемая по таблице 6 справочника. Для групп котлов паропроизводительностью до 500 т/ч (с промперегревом) удельная стоимость базового котла принимается равной 211 027,00 руб./(т/ч). Технические характеристики базового котла - условная производительность 500 т/ч на каменном угле, прямоточный, П-образная компоновка, в газо-мазутном исполнении, с параметрами пара 25 МПа, 545 С, для сейсмичного района, с сухим шлакоудалением, поставка блоками.

Д - производительность нового котла.

К - коэффициенты, характеризующие зависимость удельной стоимости котлов от их параметров. Значения коэффициентов принимаются по таблицам 7, 8, 9, пп. 2.4 - 2.12 «Справочника укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС».

Стоимость замещения турбин (на 01.01.05 г.) определяется по следующей формуле:

$$Ц_t = Ц_б \times Ц_{баз} \times K_n \times K_g \times K_p \times K_t \times K_d \times K_1,$$

где:  $Ц_б$  - удельная стоимость базовой турбины согласно справочнику.

К - коэффициенты, характеризующие зависимость стоимости турбин от их параметров. Значения коэффициентов принимаются по «Справочнику укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС».

Полученные значения стоимостей замещения технологического оборудования индексировались на дату оценки согласно индексам увеличения стоимости, «КО-ИНВЕСТ», №51. Расчетные таблицы по расчету стоимостей замещения основного технологического оборудования приведены ниже.





ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Таблица 32. Расчет стоимости замещения котлов.

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, т/ч	Стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Kp	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Kтопл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия промперегрева Kt2	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Kтип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепл	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб./(т/ч)	Стоимость замещения, руб.
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>														
1	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
2	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
3	ТП-170	170	211 027,00	1,225	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	181 638,49	30 878 543,49
4	ТП-15	220	211 027,00	1,2	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	177 931,58	39 144 948,29
5	ТП-15	220	211 027,00	1,2	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	177 931,58	39 144 948,29
6	ТП-47	220	211 027,00	1,2	0,8	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	177 931,58	39 144 948,29
7	ТГМЕ-464	500	211 027,00	1,04	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	169 628,11	84 814 054,63
8	ТГМЕ-464	500	211 027,00	1,04	0,88	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	169 628,11	84 814 054,63
<b>Пензенская ТЭЦ-2</b>														
1	ЦКТИ-75-39ф	75	211 027,00	1,2825	0,771	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18		13 745 319,05
2	ЦКТИ-75-39ф	75	211 027,00	1,2825	0,771	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18		13 745 319,05
3	БКЗ-75-39ф	75	211 027,00	1,2825	0,771	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18		13 745 319,05
<b>Кузнецкая ТЭЦ-3</b>														
9	ТС-20/39	24	211 027,00	1,25	0,5	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	115 840,87	2 780 180,99





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка котла	Производительность котла, т/ч	Стоимость базового котла (В ценах на 01.01.04) без НДС	Коэффициент, характеризующий зависимость от единичной паропроизводительности Kd	Коэффициент, характеризующий зависимость от давления свежего пара Кро	Коэффициент, характеризующий зависимость от сжигаемого топлива Kтопл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия промперегрева Kt2	Коэффициент, характеризующий зависимость от типа котла Kтип	Коэффициент, характеризующий зависимость от конструкции каркаса Kкарк	Коэффициент, характеризующий зависимость от блочности поставки Kбл	Коэффициент, характеризующий зависимость от наличия встроенных теплообменников Kтепл	Коэффициент приведения к текущему уровню цен	Удельная стоимость, руб./(т/ч)	Стоимость замещения, руб.
10	ТС-20/39	24	211 027,00	1,25	0,5	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	115 840,87	2 780 180,99
11	БГМ-35М	45	211 027,00	1,25	0,5	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	115 840,87	5 212 839,35
12	ТС-35-У	42	211 027,00	1,25	0,5	0,9	0,78	1,05	1,02	0,99	1	1,18	115 840,87	4 865 316,73
<b>Итого</b>														<b>436573057,31</b>

Расчет стоимости замещения паровых конденсационных турбин выполняется с использованием данных раздела справочника «Показатели стоимости замещения основного оборудования».

Таблица 33. Расчет стоимости замещения турбин.

№	Наименование, марка турбины	Марка базовой турбины	Базовая стоимость на 01.01.04 без НДС	Коэффициент, учитывающий изменение удельной мощности Kп	Коэффициент, учитывающий изменение расхода пара на турбину Kg	Коэффициент, учитывающий изменение начального давления пара Kр	Индекс пересчета в текущие цены	Стоимость турбины скорректированная
	ТЭЦ-1							
1	ПТ-25-90/13	П-6-35/5М	20 859 823,00	2,15		1,15	1,18	60 859 576,59
2	ПТ-30-8,8	П-6-35/5М	20 859 823,00	2,465		1,15	1,18	69 776 212,23
3	ПТ-65/75-90/13	ПТ-80/100-130/13	102 788 070,00	0,76	0,995	0,927	1,18	85 023 920,39
4	ПТ-50-90/13	ПТ-80/100-130/14	102 788 070,00	0,67	0,995	0,927	1,18	74 955 298,24





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№	Наименование, марка турбины	Марка базовой турбины	Базовая стоимость на 01.01.04 без НДС	Коэффициент, учитывающий изменение удельной мощности Кп	Коэффициент, учитывающий изменение расхода пара на турбину Кг	Коэффициент, учитывающий изменение начального давления пара Кр	Индекс пересчета в текущие цены	Стоимость турбины скорректированная
5	Т-110/120/130-3	ПТ-80/100-130/15	102 788 071,00	1,3	1,001	1	1,18	157 834 577,81
6	Т-110/120/130-4	ПТ-80/100-130/16	102 788 071,00	1,3	1,001	1	1,18	157 834 577,81
	<b>ТЭЦ-2</b>							
1	Р-8-35/10	П-6-35/5М	20 859 823,00	1,121		1	1,18	27 592 956,67
2	Р-8-35/10	П-6-35/5М	20 859 823,00	1,121		1	1,18	27 592 956,67
	<b>ТЭЦ-3</b>							
7	АР-4-35/3	П-6-35/5М	20 859 823,00	0,879	0,879	0,986	1,18	18 751 986,92
	<b>Итого</b>							<b>680222063,33</b>





Наиболее предпочтительным и дающим наибольшую точность способом оценки стоимости является способ расчета по аналогу, т.е. с использованием данных о текущих стоимостях объектов (машин, оборудования), аналогичных по своим характеристикам, оцениваемым объектам.

Рыночная стоимость объектов машин и оборудования на основе затратного подхода в случае наличия износа ( $I_{нак}$ ) определяется как стоимость замещения  $C_{рын}$  из соотношения:

$$C_{рын} = C_в \times (1 - I_{нак}),$$

где  $C_в$  - полная стоимость замещения.

#### Определение полной стоимости замещения

Наиболее точные результаты при использовании затратного подхода дает определение полной стоимости замещения машин и оборудования методом прямого пересчета, т.е. определение стоимости оборудования в текущих ценах на основании ценовой информации на идентичное или аналогичное оборудование.

В этом случае определение стоимости машин и оборудования производилось в текущем уровне цен следующими методами:

- по прайс-листам заводов-изготовителей и торгующих организаций (в том числе публикуемых в интернет-изданиях);
- по данным специализированных периодических изданий.

#### 10.2.3. Функциональный износ основного оборудования станций

Функциональное устаревание (обесценивание) - это потеря стоимости объектов, вызванная появлением новых технологий, причем эти технологии должны активно использоваться в промышленном производстве и иметь широкое распространение.

Величина удельных стоимостных показателей строительства станций в значительной степени зависит от следующих основных факторов:

- мощности станции,
- типа используемого топлива
- выбора площадки для размещения в зависимости от удаленности от источников энерго- и водоснабжения.

Количество основных блоков новой станции было определено в соответствии с типовой структурой объектов, предусмотренных строительством в соответствии с выбранной технологической схемой получения электроэнергии и тепла.

. Оценщиком был проанализирован рынок теплотребления региона с разбиением на промышленное и бытовое потребление в итоге которого была получена новая тепловая мощность, необходимая для удовлетворения имеющегося спроса.

Новая тепловая мощность рассчитывается с учетом возможности отпуска необходимого тепла каждой из групп потребителей. При этом учитываются сезонные колебания спроса, характерные для каждой из групп потребителей.

Таблица 34. Расчет необходимой электрической мощности на выработку тепловой мощности

Станции	Полезный отпуск, тыс. гКал		Отпуск с коллекторов, тыс. гКал		Необходимая мощность, гКал/ч			Мощность 2005, гКал/ч	ККТМ
	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Итого		
Пенза							1 064	2 131	50,1%
ТЭЦ-1	380	1 641	454	1 961	74	521	595	1 168	49,1%
ТЭЦ-2	268	1 155	320	1 380	52	366	418	763	45,2%
ТЭЦ-3	-	159	-	190	-	50	50	200	74,8%





Полученный коэффициент, учитывающий снижение тепловой мощности, назван оценщиком - корректирующий коэффициент по тепловой мощности (далее - «ККТМ»).

Для полного расчета коэффициента функционального износа, связанного с необходимостью замещения меньшей тепловой мощности, необходимо учесть более высокую удельную стоимость замещающей мощности.

При строительстве объекта энергетики с меньшей мощностью по выработке тепла и электроэнергии затраты на создание уменьшаются не линейно, а более медленно - присутствует так называемый "коэффициент торможения" который может варьироваться от 1 до 0.6. В результате анализа оценщика для оцениваемого объекта коэффициент торможения принят равным 0,85.

Таким образом рассчитанное значение ККТМ с учетом коэффициента торможения отражает величину функционального износа, вызванного внешними (экономическими) факторами. Его значение используется для корректировки стоимости замещения имеющихся основных средств станции.

**Таблица 35. Полная стоимость замещения ПЕНЗЕНСКАЯ ТЭЦ-1**

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	13 214 459 576	2 378 602 724	40,10%	1 424 735 329
Дымовые трубы и газоходы	478 518 035	478 518 035	40,10%	286 622 706
Электротехнические устройства	276 068 097	276 068 097	40,10%	165 359 254
Топливное хозяйство	349 686 256	349 686 256	40,10%	209 455 054
Техническое водоснабжение	938 631 530	938 631 530	40,10%	562 221 462
Гидрозолоудаление	18 404 540	18 404 540	40,10%	11 023 950
Внешние коммуникации	717 777 052	717 777 052	40,10%	429 934 059
Пиковая водогрейная станция	423 304 415	423 304 415	40,10%	253 550 855
Транспортное хозяйство	312 877 177	312 877 177	40,10%	187 407 154
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	1 674 813 122	1 674 813 122	40,10%	1 003 179 472
Итого недвижимость	18 404 539 800	7 568 682 948		4 533 489 297
Основное оборудование	985 982 746	985 982 746	40,10%	590 583 891
Вспомогательное оборудование	487 671 618	487 671 618	40,10%	292 105 519
<b>Итого основные средства</b>	<b>19 878 194 164</b>	<b>6 959 026 288</b>		<b>5 416 178 707</b>

**Таблица 36. Полная стоимость замещения ПЕНЗЕНСКАЯ ТЭЦ-2, включая котельный цех Арбеково-1**

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	257 882 004	35,48%	166 375 334
Дымовые трубы и газоходы	26 173 265	35,48%	16 885 962
Электротехнические устройства	16 295 509	35,48%	10 513 222
Топливное хозяйство	20 704 225	35,48%	13 357 552
Техническое водоснабжение	55 750 730	35,48%	35 968 180





Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Гидрозолоудаление	1 004 518	35,48%	648 076
Внешние коммуникации	42 412 968	35,48%	27 363 180
Пиковая водогрейная станция	16 295 509	35,48%	10 513 222
Транспортное хозяйство	22 211 001	35,48%	14 329 665
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	99 168 215	35,48%	63 979 435
Тепловые сети	1 534 082 098	35,48%	989 729 480
<b>Итого недвижимость</b>	<b>2 091 980 042</b>		<b>1 349 663 307</b>
Основное оборудование	96 421 870	35,48%	62 207 601
Вспомогательное оборудование	66 902 900	35,48%	43 163 122
<b>Итого основные средства</b>	<b>2 255 304 812</b>		<b>1 455 034 030</b>

Таблица 37. Полная стоимость замещения ПЕНЗЕНСКАЯ ТЭЦ-3

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	82 236 774	70,33%	24 400 137
Дымовые трубы и газоходы	11 118 748	70,33%	3 298 998
Электротехнические устройства	6 922 994	70,33%	2 054 093
Топливное хозяйство	8 811 083	70,33%	2 614 300
Техническое водоснабжение	23 706 009	70,33%	7 033 713
Гидрозолоудаление	419 575	70,33%	124 490
Внешние коммуникации	18 041 741	70,33%	5 353 091
Пиковая водогрейная станция	6 922 994	70,33%	2 054 093
Транспортное хозяйство	9 440 446	70,33%	2 801 036
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	42 167 325	70,33%	12 511 295
<b>Итого недвижимость</b>	<b>209 787 689</b>		<b>62 245 248</b>
Основное оборудование	34 390 504	70,33%	10 203 866
Вспомогательное оборудование	17 009 702	70,33%	5 046 879
<b>Итого основные средства</b>	<b>261 187 895</b>		<b>77 495 993</b>

*Физический износ* недвижимого имущества определялся отдельно для каждой из групп, как средневзвешенное значение физического износа, рассчитанного на основе метода оставшегося срока жизни, для каждой инвентарной единицы отдельно. А именно, стоимость замещения для каждой группы основных средств разбивалась пропорционально первоначальной балансовой стоимости на каждую инвентарную единицу. Затем была рассчитана рыночная стоимость каждой единицы недвижимого имущества генерации по методу оставшегося срока службы, где согласно этому методу физический износ рассчитывался, как частное от деления фактического на нормативный срок службы (подробное описание методики см. в разделе 10.4.3). Средневзвешенное значение физического износа для каждой группы объектов недвижимости рассчитывалось по формуле:

$$I_{\text{ф.ср.}} = 1 - \frac{\sum PC}{\sum ПСЗ},$$





где  $I_{ф.ср.}$  – средневзвешенное значение физического износа для каждой группы основных средств;

$\sum PC$  – сумма расчетных значений рыночных стоимостей всех инвентарных единиц, входящих в данную группу объектов недвижимости;

$\sum ПСЗ$  – сумма расчетных значений полных стоимостей замещения всех инвентарных единиц, входящих в данную группу объектов недвижимости.

Расчетные таблицы по определению физического износа недвижимого имущества приведены в приложении 1 настоящего Отчета.

(В бухгалтерском учете части главных корпусов отражены под отдельными инвентарными номерами, это обусловлено разными годами ввода соответствующих частей главных корпусов).

**Таблица 38 Физический износ основных средств ОАО «Пензенская генерирующая компания»**

№ п/п	Группа основных средств	Период эксплуатации основных средств в группе, лет		Средневзвешенный физический износ по группе
		Min	Max	
1	Главный корпус	21	69	77,60%
2	Дымовые трубы и газоходы	2	38	71,40%
3	Электротехнические устройства	8	69	81,10%
4	Топливное хозяйство	38	62	87,80%
5	Техническое водоснабжение	10	62	87,10%
6	Гидрозолоудоление	25	53	68,10%
7	Внешние коммуникации		69	84,70%
8	Пиковая водогрейная станция	10	36	69,90%
9	Транспортное хозяйство	2	62	71,40%
10	Объекты подсобного и обслуживающего назначения	2	62	79,10%

#### 10.3.4. Определение накопленного износа

Накопленный износ определяется как разница между полной стоимостью замещения и реальной рыночной стоимостью объекта на дату оценки.

В зависимости от причин, вызывающих потерю стоимости, износ подразделяется на три типа: физический износ, функциональный износ, износ внешнего воздействия и рассчитывается по формуле:

$$\text{Инак} = (1 - (1 - \text{Ифиз}/100) \times (1 - \text{Ифунк}/100) \times (1 - \text{Ивн}/100)) \times 100\%, \text{ где:}$$

Инак – накопленный износ, %

Ифиз – физический износ, %

И функц – функциональный износ, %

И вн – внешний износ, %

#### 10.3.5. Определение рыночной стоимости

Расчет стоимости объектов (с учетом накопленного износа) производится по формуле:

$$C_o = C_{нс} \times (1 - \text{Инак}/100), \text{ где:}$$

$C_o$  – стоимость объекта, руб.;

$C_з$  – стоимость замещения объекта, руб.;

Инак – износ накопленный, %.





Таблица 39. Расчет рыночной стоимости энергетического оборудования

№	Наименование, марка турбины	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ, %	Накопленный износ, %	Рыночная стоимость, руб.
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>							
<b>Турбины</b>							
1	ПТ-25-90/13	60 859 576,59	40,1	36 454 886,38	42,35	65,5	21 016 242,00
2	ПТ-30-8,8	69 776 212,23	40,1	41 795 951,13	2,03	41,3	40 947 493,32
3	ПТ-65/75-90/13	85 023 920,39	40,1	50 929 328,31	10,33	46,3	45 668 328,70
4	ПТ-50-90/13	74 955 298,24	40,1	44 898 223,65	43	65,9	25 591 987,48
5	Т-110/120/130-3	157 834 577,81	40,1	94 542 912,11	29	57,5	67 125 467,60
6	Т-110/120/130-4	157 834 577,81	40,1	94 542 912,11	25	55,1	70 907 184,08
<b>Котлы</b>							
1	ТП-170	30 878 543,30	40,1	18 496 247,44	37	62,3	11 652 635,89
2	ТП-170	30 878 543,30	40,1	18 496 247,44	37	62,3	11 652 635,89
3	ТП-170	30 878 543,30	40,1	18 496 247,44	37	62,3	11 652 635,89
4	ТП-15	39 144 947,60	40,1	23 447 823,61	37	62,3	14 772 128,88
5	ТП-15	39 144 947,60	40,1	23 447 823,61	31	58,7	16 178 998,29
6	ТП-47	39 144 947,60	40,1	23 447 823,61	31	58,7	16 178 998,29
7	ТГМЕ-464	84 814 055,00	40,1	50 803 618,95	21,54	53,0	39 860 519,42
8	ТГМЕ-464	84 814 055,00	40,1	50 803 618,95	28,46	57,1	36 344 908,99
<b>Пензенская ТЭЦ-2</b>							
<b>Турбины</b>							
1	Р-8-35/10	27 592 956,67	35,48	17 802 975,64	28,57	53,9	12 716 665,50
2	Р-8-35/10	27 592 956,67	35,48	17 802 975,64	60	74,2	7 121 190,26
<b>Котлы</b>							
1	ЦКТИ-75-39ф	13 745 319,05	35,48	8 868 479,85	53,5	70,0	4 123 843,13
2	ЦКТИ-75-39ф	13 745 319,05	35,48	8 868 479,85	53,5	70,0	4 123 843,13
3	БКЗ-75-39ф	13 745 319,05	35,48	8 868 479,85	53,5	70,0	4 123 843,13
<b>Кузнецкая ТЭЦ-3</b>							
<b>Турбины</b>							
1	АР-4-35/3	18 751 986,92	70,33	5 563 714,52	67	90,2	1 836 025,79
<b>Котлы</b>							
1	ТС-20/39	2 780 180,88	70,33	824 879,67	67	90,2	272 210,29
2	ТС-20/39	2 780 180,88	70,33	824 879,67	67	90,2	272 210,29
3	БГМ-35М	5 212 839,15	70,33	1 546 649,38	41,82	82,7	899 840,61
4	ТС-35-У	4 865 316,54	70,33	1 443 539,42	67	90,2	476 368,01
	<b>Итого</b>						<b>465 516 205</b>





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

**Таблица 40. Расчет рыночной стоимости ОС Пензенской РГК**

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Итого рыночная стоимость
<b>Пензенская ТЭЦ-1</b>							
Главный корпус	13 214 459 576	2 378 602 724	40,10%	1 424 735 329	77,70%	86,64%	317 715 978
Дымовые трубы и газоходы	478 518 035	478 518 035	40,10%	286 622 706	71,50%	82,93%	81 687 471
Электротехнические устройства	276 068 097	276 068 097	40,10%	165 359 254	81,30%	88,80%	30 922 180
Топливное хозяйство	349 686 256	349 686 256	40,10%	209 455 054	87,90%	92,75%	25 344 062
Техническое водоснабжение	938 631 530	938 631 530	40,10%	562 221 462	87,20%	92,33%	71 964 347
Гидрозолоудоление	18 404 540	18 404 540	40,10%	11 023 950	67,80%	80,71%	3 549 712
Внешние коммуникации	717 777 052	717 777 052	40,10%	429 934 059	84,80%	90,90%	65 349 977
Пиковая водогрейная станция	423 304 415	423 304 415	40,10%	253 550 855	70,00%	82,03%	76 065 257
Транспортное хозяйство	312 877 177	312 877 177	40,10%	187 407 154	71,50%	82,93%	53 411 039
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	1 674 813 122	1 674 813 122	40,10%	1 003 179 472	79,20%	87,54%	208 661 330
<b>Итого недвижимость</b>	<b>18 404 539 800</b>	<b>7 568 682 948</b>		<b>4 533 489 297</b>			<b>934 671 354</b>
Основное оборудование	985 982 746	985 982 746	40,10%	590 583 891			429 550 165
Вспомогательное оборудование	487 671 618	487 671 618	40,10%	292 105 519	71,00%	82,63%	84 710 601
<b>Итого основные средства</b>	<b>19 878 194 164</b>	<b>6 959 026 288</b>		<b>5 416 178 707</b>			<b>1 448 932 119</b>
<b>Пензенская ТЭЦ-2, включая котельный цех Арбеково-1</b>							
Главный корпус	257 882 004	257 882 004	35,48%	166 375 334	77,60%	85,55%	37 268 075
Дымовые трубы и газоходы	26 173 265	26 173 265	35,48%	16 885 962	71,40%	81,55%	4 829 385
Электротехнические устройства	16 295 509	16 295 509	35,48%	10 513 222	81,10%	87,81%	1 986 999
Топливное хозяйство	20 704 225	20 704 225	35,48%	13 357 552	87,80%	92,13%	1 629 621
Техническое водоснабжение	55 750 730	55 750 730	35,48%	35 968 180	87,10%	91,68%	4 639 895
Гидрозолоудоление	1 004 518	1 004 518	35,48%	648 076	68,10%	79,42%	206 736
Внешние коммуникации	42 412 968	42 412 968	35,48%	27 363 180	84,70%	90,13%	4 186 567





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Итого рыночная стоимость
Пиковая водогрейная станция	16 295 509	16 295 509	35,48%	10 513 222	69,90%	80,58%	3 164 480
Транспортное хозяйство	22 211 001	22 211 001	35,48%	14 329 665	71,40%	81,55%	4 098 284
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	99 168 215	99 168 215	35,48%	63 979 435	79,10%	86,52%	13 371 702
Тепловые сети	1 534 082 098	1 534 082 098	35,48%	989 729 480	78,80%	86,32%	209 822 650
<b>Итого недвижимость</b>	<b>2 091 980 042</b>	<b>2 091 980 042</b>		<b>1 349 663 307</b>			<b>285 204 394</b>
Основное оборудование	96 421 870	96 421 870	35,48%	62 207 601			32 209 385
Вспомогательное оборудование	66 902 900	66 902 900	35,48%	43 163 122	48,00%	66,45%	22 444 823
<b>Итого основные средства</b>	<b>2 255 304 812</b>	<b>2 255 304 812</b>		<b>1 455 034 030</b>			<b>339 858 602</b>
<b>Пензенская ГЭЦ-3</b>							
Главный корпус	82 236 774	82 236 774	70,33%	24 400 137	77,60%	93,35%	5 465 631
Дымовые трубы и газоходы	11 118 748	11 118 748	70,33%	3 298 998	71,40%	91,51%	943 514
Электротехнические устройства	6 922 994	6 922 994	70,33%	2 054 093	81,10%	94,39%	388 224
Топливное хозяйство	8 811 083	8 811 083	70,33%	2 614 300	87,80%	96,38%	318 945
Техническое водоснабжение	23 706 009	23 706 009	70,33%	7 033 713	87,10%	96,17%	907 349
Гидрозолоудаление	419 575	419 575	70,33%	124 490	68,10%	90,54%	39 712
Внешние коммуникации	18 041 741	18 041 741	70,33%	5 353 091	84,70%	95,46%	819 023
Пиковая водогрейная станция	6 922 994	6 922 994	70,33%	2 054 093	69,90%	91,07%	618 282
Транспортное хозяйство	9 440 446	9 440 446	70,33%	2 801 036	71,40%	91,51%	801 096
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	42 167 325	42 167 325	70,33%	12 511 295	79,10%	93,80%	2 614 861
<b>Итого недвижимость</b>	<b>209 787 689</b>	<b>209 787 689</b>		<b>62 245 248</b>			<b>12 916 636</b>
Основное оборудование	34 390 504	34 390 504	70,33%	10 203 866			3 756 655
Вспомогательное оборудование	17 009 702	17 009 702	70,33%	5 046 879	71,00%	91,40%	1 463 595
<b>Итого основные средства</b>	<b>261 187 895</b>	<b>261 187 895</b>		<b>77 495 993</b>			<b>18 136 886</b>
<b>Итого</b>							<b>1 806 927 607</b>





Таким образом, рыночная стоимость основного имущества (компонентов функционально-технологической схемы станций ОАО «Пензенская генерирующая компания») (без НДС) составила: **1 806 927 604** руб.

#### **10.4. Расчет рыночной стоимости непрофильных активов**

В данном случае имущество ОАО «Пензенская генерирующая компания» по графе «подсобное хозяйство и непрофильные активы» содержит:

- Автотранспорт
- Оргтехника и компьютеры, инвентарь
- Нежилое помещение

##### **10.4.1. Автотранспорт**

При расчете рыночной стоимости автотранспорта ОАО «Пензенская генерирующая компания» в рамках имущественного подхода (накопления активов) использовались затратный и сравнительный подходы.

При расчете стоимости воспроизводства транспорта при помощи затратного подхода были взяты стоимости нового аналогичного транспорта.

Расчет сравнительным подходом производился с помощью метода сравнительных продаж выборкой информации о произведенных сделках (не менее трёх), либо выставленных для продажи аналогичных оцениваемых объектов транспортных средств, (при отсутствии - приведенных к таковым) с дальнейшей обработкой данных с помощью корректирующих коэффициентов. Затем находилось среднеарифметическое значение цены по сравнительному подходу.

##### **10.4.2. Оргтехника, компьютеры и инвентарь**

В данном отчете для расчета рыночной стоимости оргтехники, компьютеров был использован затратный и сравнительный подходы. Доходный подход не использовался в связи с тем, что оцениваемое оборудование не является самостоятельно приносящим доход.

Определение физического износа происходило по нормативным показателям срока использования оборудования, а также в соответствии с особенностями ведения бухгалтерского учета на предприятии.

Итоговая рыночная стоимость оборудования по графе «оргтехника, компьютеры и инвентарь» представлена в Приложении №1 к Отчету.

Рыночная стоимость имущества подсобного хозяйства и прочих активов

**14 290 000**

**(Четырнадцать миллионов двести девяносто тысяч) рублей.**

#### **10.5 Расчет рыночной стоимости земельных участков**

На балансе ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания» находятся земельные участки, на основании права аренды, а также в бессрочном (постоянном) пользовании. Исходя из этого, оценщиками были приняты различные подходы для определения рыночной стоимости земельных участков.

Исходя из объема имеющейся информации, стоимость права аренды земельного участка определялась с применением доходного подхода с использованием метода капитализации земельной ренты.

При оценке рыночной стоимости права аренды земельного участка доход от данного права рассчитывается как разница между земельной рентой и величиной арендной платы, предусмотренной договором аренды, за соответствующий период.

Учитывая слабую развитость рынка аренды земельных участков в городах Нижегородской области определить величину земельной ренты не представляется возможным. Однако при этом нынешний собственник зданий и сооружений, расположенных на арендуемом земельном участке в





соответствии с земельным законодательством (ст. 36 ЗК РФ) имеет исключительное право на их приватизацию. Следовательно, нынешний арендатор земельных участков после выкупа их в собственность может уменьшить свои земельные платежи на величину равную разнице между арендной ставкой и ставкой земельного налога, что и будет являться потенциальным доходом от права аренды земельного участка.

Учитывая, те обстоятельства, что при заключение договора аренды Компания заведомо идет на потерю собственных средств в размере ежегодных арендных платежей. Тогда как при переводе используемых земельных участков на права собственности затраты на выкуп не соотносимо малы по сравнению с совокупной стоимостью арендных платежей, особенно учитывая, что с 01.01.06 г. арендная ставка рассчитывается из кадастровой стоимости, что повлечет значительное ее увеличение.

Ниже приведена таблица расчета предполагаемой рыночной стоимости земельных участков.





## Расчет предполагаемой рыночной стоимости земельных участков ОАО Пензенская генерирующая компания

№ п/п	Наименование объектов	Адрес местонахождения	Зона нахождения объекта	Площадь земельного участка, кв.м.	Коэф. вида деятельности	Ставка налога, руб.за 1 кв.м.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб./кв.м	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Предполагаемая рыночная стоимость права аренды, руб.
1	Территория Пензенской ТЭЦ-1	г.Пенза, ул.Новочеркасская,1	26	264 300	12	15,9	10	190,8	42 023 700	14,31	281 009 633
2	Территория Пензенской ТЭЦ-1, БНС-2	г.Пенза, ул.Новочеркасская,1	26	1 219	12	15,9	10	190,8	193 821	14,31	1 296 068
3	Территория Пензенской ТЭЦ-1, БНС-1	г.Пенза, ул.Новочеркасская,1	26	689	12	15,9	10	190,8	109 551	14,31	732 560
4	Территория Пензенской ТЭЦ-1, Новая проходная	г.Пенза, ул.Новочеркасская,1	26	4 988	12	15,9	10	190,8	793 092	14,31	5 303 352
5	Насосная станция № 9	г.Пенза напротив ПС "Арбеково-1"	8	1 080	12	19,87	10	238,44	214 596	14,31	1 434 989
6	Ул.Баумана 2-б, вспомогательные пр-ные помещения	г.Пенза, ул.Баумана, 2-б	73	10 900	12	15,57	10	186,84	1 697 130	14,31	11 348 593
7	Территория Кузнецкой ТЭЦ-3	г. Кузнецк, ул. Сызранская 73	6	76 591	12	5,52	5	66,2838	2 115 309	14,31	30 405 170
8	Территория Кузнецкой ТЭЦ-3 - штаб ГО	г. Кузнецк, ул. Рабочая	6	1 186	12	5,52	5	66,2838	32 755	14,31	470 819
	<b>Итого</b>			<b>360 953</b>							<b>332 001 186</b>





**Расчет предполагаемой рыночной стоимости земельных участков ОАО Пензенская теплосетевая компания**

№ п/п	Наименование объектов	Кадастровый номер	Зона нахождения объекта	Площадь земельного участка, кв.м.	Коэф. вида деятельности	Ставка налога, руб. за 1 кв.м.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб./кв.м	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Предполагаемая рыночная стоимость права аренды, руб.
1	ул. Калинина	58:29:03 004003:0038	72	120 000	7	14,07	10	98,49	16 884 000	14,31	53 908 453
2	ул. Строителей	58:29:01 07 07:003	16	186 993	7	14,07	10	98,49	26 309 915	14,31	84 004 194
3	ул. Насосная	58:29:02 013 004:0017	26	1 500	7	15,90	10	111,3	238 500	14,31	761 500
4	ул. Циолковского	58:29:01 005 008:0022	19	1 185	7	26,98	10	188,86	319 713	14,31	1 020 803
5	ул. Чкалова	58:29:03 003 003:0029	71	1 250	7	33,61	10	235,27	420 125	14,31	1 341 405
6	ул. Ульяновская	58:29:01 007 004:0024	14	2 721	7	27,81	10	194,67	756 710	14,31	2 416 079
7	ул. Московская/Володарского	58:29:04 005 002:0046	43	1 400	7	82,45	10	577,15	1 154 300	14,31	3 685 532
8	ул. Силикатная	58:29:03 013 004:0019	81	1 250	7	19,04	10	133,28	238 000	14,31	759 904
9	ул. Леонова	58:29:01 005 014:0019	19	1 214	7	26,98	10	188,86	327 537	14,31	1 045 784
10	ул. Ворошилова	58:29:04 003 006:0005	39	1 250	7	25,33	10	177,31	316 625	14,31	1 010 943
11	Р-н РП Арбеково-1		8	1 080	7	19,87	10	139,09	214 596	14,31	685 178
12	ул. Саранская	58:29:02 013 004:0019	26	300	7	15,90	10	111,3	47 700	14,31	152 300
13	ул. К.Цеткин	58:29:02 014 002:0013	29	531	7	15,73	10	110,11	83 526	14,31	266 689
14	ул. Декабристов	58:29:04 003 007:0038	36	467	7	25,17	10	176,19	117 544	14,31	375 303
15	ул.Ульяновская/Минская	н/д	14	7 200	7	27,81	10	194,67	2 002 320	14,31	6 393 152





# ИНСТИТУТ ОЦЕНКИ СОБСТВЕННОСТИ И ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Московский филиал: 101000, Москва, Чистопрудный б-р, д.12 А  
тел/факс (095) 917-11-79, 917-91-98, E-mail: info@instoc.su

№ п/п	Наименование объектов	Кадастровый номер	Зона нахождения объекта	Площадь земельного участка, кв.м.	Коэф. вида деятельности	Ставка налога, руб.за 1 кв.м.	Кратность земельного налога для целей выкупа	Ставка арендной платы, руб./кв.м	Стоимость выкупа, руб.	Коэф. капитализации, %	Предполагаемая рыночная стоимость права аренды, руб.
16	Р-н ОАО Пензтяжпромарматура	н/д	14	626	7	27,81	10	194,67	174 091	14,31	555 849
17	ул. Ладожская	н/д	10	2 301	7	25,17	10	176,19	579 162	14,31	1 849 189
18	ул. Ладожская	н/д	10	4 517	7	25,17	10	176,19	1 136 929	14,31	3 630 069
19	ул. Минская	н/д	14	6 072	7	27,81	10	194,67	1 688 623	14,31	5 391 558
	<b>Итого</b>			<b>341 857</b>							<b>169 253 883</b>





Таким образом предполагаемая рыночная стоимость земельных участков ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания» используемых на правах аренды и бессрочного (постоянного) пользования составляют на дату оценки:

**332 001 186 + 169 253 883 = 501 225 068 рублей.**

#### **10.6. Расчет рыночной стоимости незавершенного строительства**

Поскольку сооружения имеют невысокий процент завершения, по рекомендации Deloitte&Touche (Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО «ЕЭС России», март 2005 г., стр. 31, раздел IV «Практические рекомендации по проведению оценки активов»), рекомендуется применять метод индексации исторических затрат. При этом рекомендуется провести анализ степени готовности и технического состояния объектов, а также учитывать планы руководства АО-энерго и ОАО РАО «ЕЭС России» по завершению строительства таких объектов.

Но в связи с тем, что объекты незавершенного строительства ТЭЦ имеют длительный период строительных работ та часть СМР которая существует на дату оценки подвержена функциональному износу, который определяется: во-первых – моральным устареванием объектов строительства (на дату ввода объекта в эксплуатацию могут появиться более современные проекты строительства и технологии), во-вторых – по долгосрочным прогнозам не планируется увеличение спроса на тепловую энергию со стороны промпотребителей (данные Branap), которые приносят компании большую часть выручки из общего объема выручки полученной от производства тепловой энергии. Таким образом Оценщик счел возможным скорректировать данную статью затрат оцениваемой компании на размер функционального износа равного среднему функциональному износу основных средств компании 50 %.

Рыночная стоимость незавершенного строительства, рассчитанная на основании данной методики составит.

**16 981 000**

**(Шестнадцать миллионов девятьсот восемьдесят одна тысяча) рублей.**

#### **10.7. Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов**

Рыночная стоимость статьи «Отложенные налоговые активы» составляет

**2 908 000 (Два миллиона девятьсот восемь тысяч) рублей.**

#### **ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ**

#### **10.8. Расчет рыночной стоимости запасов**

Рыночная стоимость запасов составляет **60 441 тысяча рублей**

#### **10.9. Расчет рыночной стоимости НДС**

Данная статья была учтена по номиналу, так как является реальным активом ОАО «ПГК» и ОАО «ПТСК» - налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям подлежит зачету против исходящего НДС. Таким образом, рыночная стоимость статьи Налог на добавленную стоимость составляет **37 618 000 рублей.**

#### **10.10. Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности**

Величина рыночной стоимости дебиторской задолженности определяется путем применения к балансовой стоимости дебиторской задолженности, за вычетом безнадежных долгов, процедуры дисконтирования, учитывающей наиболее вероятные сроки погашения дебиторской задолженности и факторы риска. При этом во внимание принимается как период задержки оплаты задолженности, так и иные данные, предоставленные Администрацией





Предприятия и характеризующие наиболее вероятный срок поступления денежных средств. Основная формула расчета стоимости дебиторской задолженности выглядит следующим образом:

$$PV = \sum i \frac{BV}{(1+D)^T}, \text{ где}$$

PV - рыночная стоимость дебиторской задолженности,

BV - сумма дебиторской задолженности, которая подлежит выплате в соответствии с договором и актом сверки, согласно графику погашения дебиторской задолженности,

T - вероятный срок погашения дебиторской задолженности

D - ставка дисконтирования, рассчитываемая на основе стоимости собственного капитала.

Размер ставки дисконтирования был определен на уровне 15,76% (расчет см. в разделе доходный подход данного отчета). Период дисконтирования соответствует срокам погашения дебиторской задолженности, предоставленным бухгалтерией ОАО «Пензенская генерирующая компания».

Таким образом, стоимость дебиторской задолженности составит **475 263 рублей**.

#### 10.11. Расчет денежных средств

В связи с тем, что денежные средства, в наличной и безналичной формах, являются абсолютно ликвидным активом, то корректировка не проводится. Сумма денежных средств составляет **14 845 000 рублей**

#### 10.12. Расчет краткосрочных финансовых вложений

Краткосрочные финансовые вложения предприятия на конец первого квартала 2005 года представлены одним видом актива: простыми векселями Сбербанка РФ ОСБ.

Сбербанк РФ – является банком первой категории надежности, этот факт подтверждает его абсолютную платежеспособность. На рынке покупок/продаж долговых обязательств дисконт на покупку векселей Сбербанка составляет в среднем 0,5%. При сдаче векселя в любое отделение Сбербанка РФ дисконт равен нулю, в связи с этим рыночная стоимость краткосрочных финансовых вложений принимается равной номиналу.

Таким образом, рыночная стоимость краткосрочных финансовых вложений составляет **400 000 рублей**.

#### 10.13. Расчет рыночной стоимости обязательств

Состав обязательств предприятия представлены долгосрочными и краткосрочными пассивами.

На дату оценки ОАО «Пензенская генерирующая компания» и ОАО «Пензенская теплосетевая компания» имеют следующую структуру консолидированных обязательств:

Таблица 41. Состав обязательств предприятия.

Наименование	Балансовая стоимость, тыс. руб.
Долгосрочные пассивы (отложенные налоговые обязательства)	16
Краткосрочные пассивы	314 246
в том числе:	
Займы и кредиты	83 750
Доходы будущих периодов	41
Кредиторская задолженность	230 455
<b>Итого краткосрочных обязательств:</b>	<b>314 262</b>

В связи с тем, что платежи по этим задолженностям являются обязательными, то корректировка данных статей не проводилась. Таким образом, рыночная стоимость обязательств





составляет: 314 262 000 рублей

#### 10.14. Итоги затратного подхода

Метод чистых активов определяет стоимость 100% пакета акций.

Стоимость предприятия (100% пакета акций) по методу накопления чистых активов равна разнице между активами и пассивами, принимаемыми к расчету:

**Таблица 42. Расчет стоимости 100 % пакета акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» по методу накопления чистых активов, тыс. руб.**

Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
<b>I. Активы</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>	<b>1 839 287</b>		<b>2 328 042</b>
1. Нематериальные активы			
2. Основные средства, в том числе	1 805 905	245 040	2 308 153
- земельные участки и объекты природопользования		501 225	501 225
- здания, машины и оборудования, сооружения	1 805 905	1 023	1 806 928
3. Незавершенное строительство	30 474	- 13 493	16 981
4. Доходные вложения в материальные ценности			
5. Долгосрочные финансовые вложения			
6. Отложенные налоговые активы	2908		2 908
7. Прочие внеоборотные активы			
<b>Оборотные активы</b>	<b>612 705</b>		<b>588 567</b>
8. Запасы и затраты	60 441		60 441
9. Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	37 618		37 618
10. Дебиторская задолженность	499 401	-24 138	475 263
11. Краткосрочные финансовые вложения	400		400
12. Денежные средства	14 845		14 845
13. Прочие оборотные активы			
<b>Итого активы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 1-13)</b>	<b>2 451 992</b>	<b>464 617</b>	<b>2 916 609</b>
<b>II. Пассивы</b>			
<b>Долгосрочные пассивы</b>			
15. Долгосрочные обязательства по займам и кредитам			
16. Отложенные налоговые обязательства	16		16





Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
17. Прочие долгосрочные обязательства			
<b>Краткосрочные пассивы</b>			
18. Краткосрочные обязательства по займам и кредитам	83750		83 750
19. Кредиторская задолженность	230455		230 455
20. Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов			
21. Доходы будущих периодов	41		41
22. Прочие краткосрочные обязательства			
<b>Итого пассивы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 15-22)</b>	<b>314262</b>		<b>314 262</b>
<b>Стоимость собственного капитала (итого активы, принимаемые к расчету минус итоговые пассивы принимаемые к расчету).</b>	<b>2 137 730</b>	<b>464 617</b>	<b>2 602 347</b>

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о том, что стоимость 100% пакета акций ОАО «Пензенская генерирующая компания», рассчитанная с применением затратного подхода по методу накопления чистых активов, по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

**2 602 347 000** (Два миллиарда шестьсот два миллиона триста сорок семь тысяч) рублей.

## 11. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ

### 11.1. Определение весовых коэффициентов

Для определения рыночной стоимости акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» были использованы подходы к оценке: затратный и доходный.

В результате применения данных подходов были получены следующие результаты определения рыночной стоимости 100 % акций компании:

<b>Доходный подход</b>	<b>1 763 218 000</b>	<b>руб.</b>
<b>Сравнительный подход</b>	<b>1 892 390 000</b>	<b>руб.</b>
<b>Затратный подход</b>	<b>2 602 347 000</b>	<b>руб.</b>

Требуется согласование результатов оценки по разным подходам с применением весовых коэффициентов, характеризующих значимость и степень применимости подхода в данном конкретном анализе.

1 граница интервала: доходному подходу вес 50%, затратному подходу - 50%, сравнительному подходу - 0%.

2 граница интервала: доходному подходу вес 75%, затратному подходу - 25%, сравнительному подходу - 0%.





Таблица 43. Согласование результатов.

Название подхода	Присвоенный вес, %	Присвоенный вес, %
Доходный подход	50 %	75 %
Сравнительный подход	0 %	0 %
Затратный подход	50 %	25 %

### 11.2. Расчет стоимости 100% акции

Рыночная стоимость одной пакета акции рассчитывается по формуле:

$$P_A = P_{ДДП} \times Y_{ДДП} + P_{РК} \times Y_{РК} + P_{ЧА} \times Y_{ЧА}$$

где

$P_{ЧА}$ ,  $P_{РК}$ ,  $P_{ДДП}$  – рыночная стоимость пакета акций компании, полученная, соответственно, методом чистых активов, методом рынка капитала, методом дисконтирования денежных потоков;

$Y_{ЧА}$ ,  $Y_{РК}$ ,  $Y_{ДДП}$  – удельный вес, соответственно, метода чистых активов, метода рынка капитала, метода дисконтирования денежных потоков.

Результаты расчета согласованной стоимости 100% акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» представлены в таблице:

Таблица 44. Расчет итоговой стоимости 100% акций.

Наименование показателя		
Доходный подход, уд. вес	0,75	0,50
Сравнительный подход, уд. вес	0,00	0,00
Затратный подход, уд. вес	0,25	0,50
Итоговая стоимость 100% пакета акции, руб.	1 973 000 000	2 182 783 000

### 11.3. Расчет стоимости одной акции

Обществом размещены именные акции в количестве 174 720 000 штук.

Для расчета стоимости 1 обыкновенной акций можно применить следующую формулу:

$$S = n_{\text{обыкн.}} \times S_{\text{обыкн.}} + n_{\text{прив.}} \times S_{\text{прив.}}$$

где

$S$  – стоимость компании;

$n_{\text{обыкн.}}$  и  $n_{\text{прив.}}$  – количество обыкновенных и привилегированных акций;

$S_{\text{обыкн.}}$  и  $S_{\text{прив.}}$  – стоимость обыкновенных и привилегированных акций.

#### Расчет стоимости привилегированных акций

При оценке стоимости привилегированных акций АО-энерго принимались во внимание два подхода:

- экономический: основанный на анализе приведенной стоимости денежных потоков, приходящихся на одну акцию;
- рыночный: основанный на анализе соотношений стоимостей привилегированных и обыкновенных акций, складывающихся на фондовом рынке, и учитывающий, в том числе, возможность владельцев обыкновенных акций влиять в большей или меньшей степени на управленческие решения компании.

В настоящее время, дисконт привилегированных акций АО-энерго к обыкновенным составляет 27%, и, таким образом, не существенно отличается от среднего дисконта в 25% для акций, торгуемых в РТС.





Средний дисконт по привилегированным акциям для реформированных АО-энерго, из которых были выделены РГК, относящиеся к ТГК-6, составлял 26%-33%.

На основании проведенного анализа, величина дисконта стоимости привилегированных акций электроэнергетических компаний к обыкновенным лежит в диапазоне от 26% до 33%.

Беря за основу в рыночном методе среднее значение дисконта в 30%, мы получаем, что для целей оценки диапазон рыночной стоимости одной привилегированной акции компании составляет 0.70-1.00 от рыночной стоимости одной обыкновенной акции компании.

Оценщик полагает, что соотношение стоимостей обыкновенных и привилегированных акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» составляет 1 к диапазону от 0,70 до 1,00.

Исходя из данного соотношения, выведем диапазон стоимостей 1 обыкновенной акции для соотношения весов доходного и затратного подходов - 50:50:

$$\begin{aligned} \text{От } 2\,182\,783\,000 &= X \times 142\,199\,904 + 100/100 \times X \times 32\,520\,096 \\ X &= 2\,182\,783\,000 / (142\,199\,904 + 100/100 \times 32\,520\,096) \\ X &= 12,49 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{До } 2\,182\,783\,000 &= X \times 142\,199\,904 + 70/100 \times X \times 32\,520\,096 \\ X &= 2\,182\,783\,000 / (142\,199\,904 + 70/100 \times 32\,520\,096) \\ X &= 13,23 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Диапазон стоимостей 1 обыкновенной акции для соотношения весов доходного и затратного подходов - 75:25:

$$\begin{aligned} \text{От } 1\,973\,000\,000 &= X \times 142\,199\,904 + 100/100 \times X \times 32\,520\,096 \\ X &= 1\,973\,000\,000 / (142\,199\,904 + 100/100 \times 32\,520\,096) \\ X &= 11,29 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{До } 1\,973\,000\,000 &= X \times 142\,199\,904 + 100/70 \times X \times 32\,520\,096 \\ X &= 1\,973\,000\,000 / (142\,199\,904 + 100/70 \times 32\,520\,096) \\ X &= 11,96 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Таким образом, диапазон стоимостей 1 обыкновенной акции на контрольном и ликвидном уровне составляет: от **11,29 до 13,23 руб.**

Диапазон стоимостей 1 привилегированной акции составляет:

При соотношении весов доходного и затратного подходов 50:50:

$$\begin{aligned} \text{От } (2\,182\,783\,000 - (142\,199\,904 \times 12,49)) / 32\,520\,096 &= 12,49 \text{ руб.} \\ \text{До } (2\,182\,783\,000 - (142\,199\,904 \times 13,23)) / 32\,520\,096 &= 9,26 \text{ руб} \end{aligned}$$

При соотношении весов доходного и затратного подходов 75:25:

$$\begin{aligned} \text{От } (1\,973\,000\,000 - (142\,199\,904 \times 11,29)) / 32\,520\,096 &= 11,29 \text{ руб.} \\ \text{До } (1\,973\,000\,000 - (142\,199\,904 \times 11,96)) / 32\,520\,096 &= 8,37 \text{ руб} \end{aligned}$$

Таким образом, диапазон стоимостей 1 привилегированной акции на контрольном и ликвидном уровне составляет: от **8,37 до 12,49 руб.**





## **12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ**

Полученные результаты позволяют сделать вывод:

**Рыночная стоимость 100% акций ОАО «Пензенская генерирующая компания» по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:**

**От 1 973 000 000 до 2 182 783 000 рублей**

**(От одного миллиарда девятисот семидесяти трех миллионов до двух миллиардов сто восьмидесяти двух миллионов семьсот восьмидесяти трех тысяч) рублей**

**Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Пензенская Генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки находится в диапазоне:**

**от 11,29 до 13,23 рубля**

**Рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции ОАО «Пензенская Генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки находится в диапазоне:**

**8,37 до 12,49 рубля**

Необходимая информация и расчеты представлены в отчете об оценке, отдельные части которого не могут трактоваться отдельно, а только в связи с полным его текстом, с учетом всех принятых допущений и ограничений.

